

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.56(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Гареев Замир Загитович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Гареев Замир Загитович

Тема работы:

Повышение эффективности проведения геолого-технических мероприятий на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Виды компоновок одновременно – разделенной эксплуатации многопластовых месторождений. Опыт применения технологии ОРЭ в Западной Сибири. Выявление особенностей месторождений. Анализ эффективности использования ОРЭ на месторождениях. Предложение новых компоновок ОРЭ для повышения нефтеотдачи пластов.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Теория технологии одновременно-разделенной эксплуатации скважин	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Опыт применения ОРЭ в Западной Сибири	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Инновации в методах одновременно–разделенной эксплуатации многопластовых месторождений	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Теория технологии одновременно-разделенной эксплуатации скважин	
Опыт применения ОРЭ в Западной Сибири	
Инновации в методах одновременно–разделенной эксплуатации многопластовых месторождений	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Гареев Замир Загитович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Теория технологии одновременно-разделенной эксплуатации скважин	20
	Опыт применения ОРЭ в Западной Сибири	20
	Инновации в методах одновременно-разделенной эксплуатации многопластовых месторождений	20
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:
Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 страницы, в том числе 22 рисунка, 17 таблиц, 25 источников литературы.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, гидравлический разрыв пласта, скважина, продуктивный пласт, добыча.

Объектом исследования являются методы и технологии одновременно-разделенной эксплуатации многопластовых месторождений используемые на Тевлинско-Русскинском, Приобском месторождениях. Так же рассмотрен опыт применения технологий ОРЭ на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» и ОАО «Сургутнефтегаз».

Цель работы - анализ эффективности применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов на месторождениях Западной Сибири, предложение нового инновационного подхода к повышению эффективности ОРЭ на месторождениях Западной-Сибири.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых были выделены наиболее эффективные компоновки ОРЭ, используемые на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования было выявлено, что компоновки ЭЦН-ЭЦН и ШГН-ЭЦН являются наиболее эффективными и часто используемым методами увеличения нефтеотдачи пластов. Использование ОРЭ экономически целесообразно. Был предложен новые компоновки для одновременно-разделенной эксплуатации многопластовых месторождений.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 365.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ОПИ - опытно-промышленные исследования;
- ГНО — глубинное насосное оборудование.
- ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация;
- ОРР – одновременно-раздельная разработка;
- ОРД – одновременно-раздельная добыча;
- ОРЗ – одновременно-раздельная закачка;
- ОРЗиД – одновременно-раздельная закачка и добыча;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- ЭЦН – электроцентробежный насос;
- УШГН – установка штангового насоса;
- ПГИ – промыслово-геофизические исследования;
- ОПИ – опытно-промышленные испытания;
- ГТМ – геолого-технические мероприятия;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- ЦДО – целевое дочернее общество;
- МРП – межремонтный период;
- ТМС – термоманометрическая система.
- ФЕС - фильтрационно-емкостные свойства

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ТЕОРИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН	13
1.1 Целесообразность применения раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной	13
1.2 Принципиальные схемы и оборудование для одновременно- раздельной эксплуатации	16
Разработка компоновки ОРДиЗ «КогалымНИПИнефть» для месторождений Западной Сибири.....	25
1.3 Компоновки, задействованные в промысловых испытаниях.....	28
1.4 Достоинства и недостатки одновременно-раздельной эксплуатации.....	33
1.5 Факторы, осложняющие совместную выработку запасов	36
2.1 Опыт реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин на Тевлинско-Русскинском месторождении.....	40
2.2 Технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин при совместной эксплуатации пластов Приобского месторождения	45
Мероприятия по изоляции обводненных пластов.....	45
2.3 Опыт одновременно-раздельной эксплуатации филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»	52
2.4 Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз»)	59
2.5 Вывод	66
3 ИННОВАЦИИ В МЕТОДАХ ОДНОВРЕМЕННО – РАЗДЕЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	69
3.1 Патент RU2738921C1	69

3.2 Патент RU2715130C1	74
3.3 Анализ патентов RU2715130C1 и RU2738921C1	81
4 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ	86
4.1 Предпроектный анализ	86
4.1.1 Техничко-экономическое обоснование проекта.....	86
4.1.2 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН88	
4.2 Бюджет разработки	90
4.2.1 Затраты на амортизационные отчисления.....	90
4.2.2 Затраты на материалы	90
4.2.3 Расчет заработной платы бригады	91
4.2.4 Затраты на внебюджетные фонды.....	92
4.2.5 Затраты на проведение мероприятия	93
4.4 Оценка эффективности проекта	94
Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	94
4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	97
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	103
Введение.....	103
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
5.2 Производственная безопасность	105
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	106
Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе.....	106
Превышение уровня шума	108
Превышение уровня вибраций	109

Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	109
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	109
Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	111
Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	111
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	112
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	112
Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте.....	114
Электробезопасность	115
5.5 Экологическая безопасность	117
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	118
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	123

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основной объект разработки при высоких значениях обводненности (более 70%) обычно не достигает проектного коэффициента извлечения нефти. Соответственно, встает вопрос, что должно быть осуществлено? Эксплуатация низкорентабельных высокообводненных скважин для достижения проектных показателей, изоляция основного объекта и переход на возвратные объекты разработки или бурение сетки на возвратный объект. Начала 21 века большинство компаний применяют технологию одновременно-раздельной эксплуатации, а в Западной Сибири относительно недавно. Существует более 50 схем применения.

Одновременно-раздельная эксплуатации (ОРЭ) применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки, которое достигается за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту. Большинство нефтяных и газовых месторождений как у нас в стране, так и за рубежом являются многопластовыми. При этом несколько продуктивных пластов располагаются поэтажно один над другим. Разработка таких месторождений самостоятельными сетками скважин, пробуренными на каждый отдельный пласт, с точки зрения рациональной разработки, является наиболее предпочтительной. Однако опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений уходит на бурение скважин. Поэтому разработка многопластовых месторождений самостоятельными сетками скважин на каждый пласт требует огромных капитальных затрат и не всегда экономически и технологически оправдана. В этой связи часто при разработке многопластовых месторождений объединяют несколько продуктивных пластов в один эксплуатационный объект, что позволяет сокращать сроки

разработки месторождения, уменьшать капитальные вложения на бурение скважин и обустройство месторождений.

Целью данной работы является – анализ эффективности применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов на месторождениях Западной Сибири.

1 ТЕОРИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1 Целесообразность применения раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной

Большинство нефтяных месторождений - многопластовые. Для сокращения сроков разработки многопластового месторождения уменьшения затрат на строительство скважин в обустройство нефтедобывающих промыслов часто несколько пластов объединяют в единый эксплуатационный объект. Однако, при одинаковых значениях забойных давлений это может приводить к неравномерной выработке отдельных пластов, уменьшению степени извлечения нефти из них.

Совершенствование системы разработки многопластовых месторождений и снижение капитальных вложений в этом случае обеспечивается применением одновременной раздельной эксплуатации отдельных пластов одной скважиной (ОРЭ).

Сущность ОРЭ состоит в том, что все продуктивные пласты или основные из них разбуривают одной сеткой скважин, которые оснащают специальным оборудованием, обеспечивающим одновременное извлечение нефти и газа из каждого пласта на поверхность в заданном технологическом режиме, а также является одним из методов регулирования разработки месторождения.[1]

ОРЭ технико-экономически целесообразно при наличии в разрезе многопластового месторождения отдельных продуктивных пластов, различающихся коллекторскими свойствами (проницаемость, пористость), свойствами (вязкость, состав) и условиями залегания (пластовое давление, газовая шапка) флюидов. При этом пласты должны быть сложены из устойчивых пород, а расстояние между ними достаточным для создания цементного кольца, надежно предотвращающего перетоки жидкости при максимально возможных перепадах давления, и для посадки пакера. Перепад

давления на 1 м высоты цементного кольца должен быть не более 2 МПа, а для надежной посадки пакера требуется высота не менее 3 м. Оборудование для ОРЭ должно обеспечивать надежное разобщение пластов, создание заданного забойного давления против каждого пласта, регулирование и измерение дебита из каждого пласта, а также проведение всех других технологических операций, которые осуществляют в скважинах, вскрывающих только один пласт (освоение, интенсификация продуктивности, ремонт и т. д.). Обязательные требования ко всем схемам ОРЭ - возможность раздельного освоения и пуска в эксплуатацию каждого пласта, замера дебитов нефти каждого пласта в отдельности, а также раздельного замера каждого пласта на обводненность, газосодержание и исследование каждого пласта на приток нефти и газа. Экономическая эффективность внедрения ОРЭ, на примере месторождения «Сургутнефтегаз» за один год приведена в графике на рисунке 1.

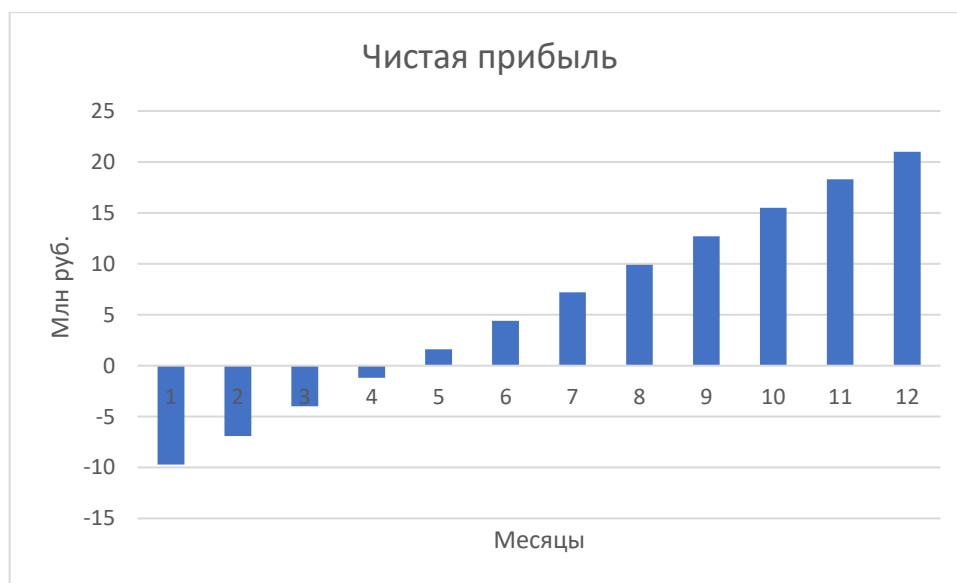


Рисунок 1 – Прирост чистой прибыли за год на Лянторском месторождении «Сургутнефтегаз»

Применительно к скважинам больших диаметров легче достичь выполнения всех этих требований и создать надежное оборудование. В случае эксплуатации каждого пласта по отдельному каналу в скважине (без

смешения продукции) существенно усложняется необходимое оборудование, однако не вызывает затруднений проведение регулирования и исследования дебитов. При возможности смешения продукций упрощается оборудование и усложняется регулирование и исследование дебитов каждого пласта.[2]

При принятии решения об использовании метода ОРЭ учитывается степень выработанности запасов, близость контура нефтеносности к скважинам, наличие смол и парафина в добываемых нефтях, толщины продуктивных пластов и разделяющих их непроницаемых пропластков, состояние эксплуатационной колонны скважин и т. д.

Применение ОРЭ позволяет снизить металлоемкость нефтепромышленного оборудования, себестоимость добычи нефти и газа, сократить время разработки многопластового месторождения, повысить нефтегазоконденсатоотдачу пластов.

Опыт разработки нефтяных и газовых месторождений показывает, что более половины всех капитальных вложений приходится на бурение скважин. Кроме того, не всегда в пластах содержатся рентабельные для извлечения самостоятельной сеткой скважин запасы нефти и газа. Уменьшить затраты на бурение скважин и сделать рентабельной добычу нефти и газа из пластов с небольшими запасами позволяет одновременная раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной (ОРЭ).

Метод ОРЭ заключается в том, что пласты в скважине разобщаются с помощью специальных устройств (пакеров) и для каждого пласта создаются отдельные каналы для выхода продукции на поверхность, снабженные соответствующим оборудованием [1].

1.2 Принципиальные схемы и оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации

Первые схемы ОРЭ нескольких пластов предполагали использование многорядных скважин. При этом в один пробуренный ствол большого диаметра спускались и цементировались две или три эксплуатационные колонны малого диаметра, каждая из которых перфорировалась в интервале соответствующего разрабатываемого пласта. Однако такая схема удобна только при эксплуатации пластов фонтанным способом, а при механизированных способах добычи нефти возникают осложнения, связанные с установкой и размещением подземного и наземного оборудования, проведением ремонтных работ и др.

В настоящее время эксплуатация нескольких пластов осуществляется через один ствол скважины с помощью специального оборудования, основной элемент которого - пакер, отделяющий пласты друг от друга и обеспечивающий возможность эксплуатации каждого из них в соответствии с заданным технологическим режимом. Одной скважиной обычно эксплуатируют только два пласта. Эксплуатация трех и более пластов затруднена и поэтому применяется крайне редко. Схемы такой эксплуатации по назначению классифицируются на: одновременно-раздельный отбор жидкости из двух пластов одной скважиной; одновременно-раздельное нагнетание рабочего агента (воды, газа и др.) в два пласта через одну скважину; отбор продукции из одного пласта при одновременном нагнетании рабочего агента в другой.

Принципиальные схемы ОРЭ приведены на рис.2 (насосное оборудование, фильтры, якоря условно не показаны). При одновременной эксплуатации двух пластов с одним пакером (рис. 2 а) продукция нижнего пласта отводится на подъемной трубе, нижнего - по межтрубному пространству. В случае одновременной эксплуатации трех пластов с двумя

пакерами (рис. 2 б) используются две подъемные трубы, а с тремя пакерами (рис. 2 в) - три трубы. Раздельная эксплуатация трех пластов одновременно возможна только в наиболее простых случаях и поэтому применяется очень редко.

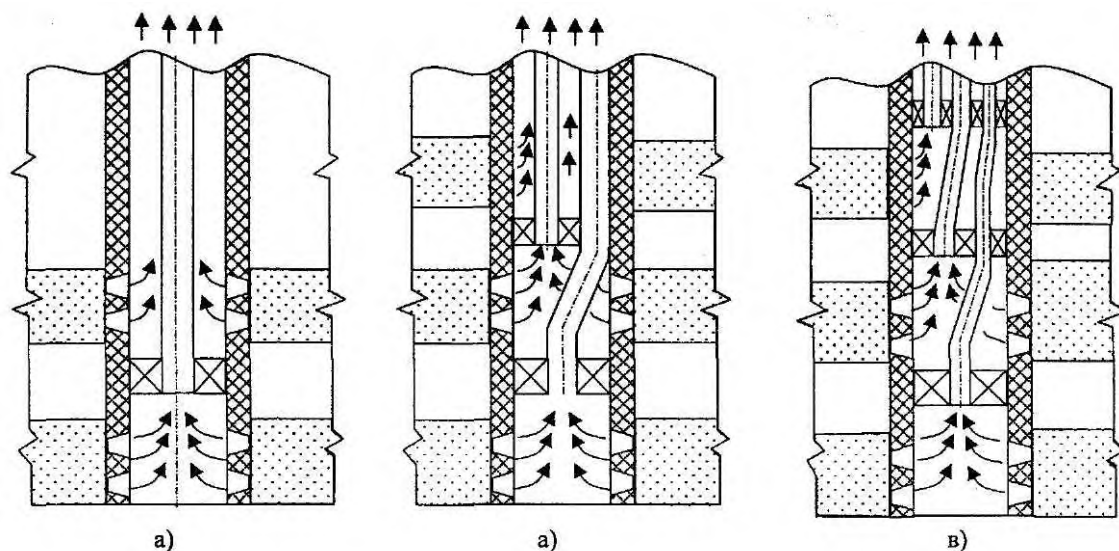


Рисунок 2 - Принципиальные схемы ОРЭ:

- а) - эксплуатация двух пластов с одним пакером;
- б) - эксплуатация трех пластов с двумя пакерами;
- в) - эксплуатация трех пластов с тремя пакерами [3]

Продукция разных пластов доставляется на поверхность отдельно, что позволяет не смешивать разнородные (например, высокосернистые и малосернистые) нефти. Более того, одновременно можно добывать из одного пласта нефть, а из другого газ. Различными могут быть и способы эксплуатации разных пластов. Согласно принятой терминологии принято для краткости именовать ту или иную технологическую схему совместной эксплуатации названием способа эксплуатации сначала нижнего, а затем верхнего пласта. Например, схема насос-фонтан означает, что нижний пласт эксплуатируется насосным способом, а верхний - фонтанным.

На рисунке 3 изображены несколько схем (а, б, в) оборудования скважин для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. В схеме

(а) для эксплуатации верхнего пласта в скважину параллельно первой колонне (2) насосно-компрессорных труб диаметром 60 мм спускают второй ряд насосно-компрессорных труб (3) диаметром 48 мм. С целью недопущения зацепления муфт при спускоподъемных операциях на них устанавливают предохранительные кольца (1), которые создают плавный переход от поверхности соединительных муфт к поверхности трубы.[4]

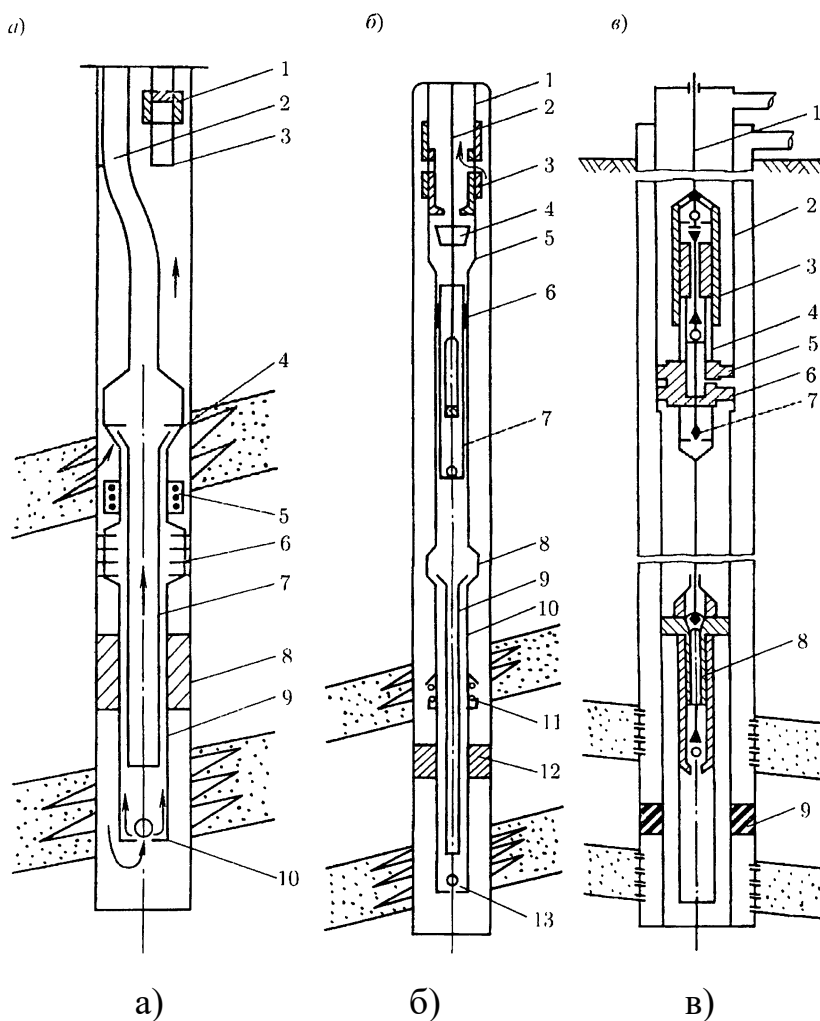


Рисунок 3 - Схемы подземного оборудования скважин для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов: а - фонтан-фонтан; б- насос-фонтан; в - штанговый насос-штанговый насос

Затем в скважину спускают хвостовик (9) диаметром 73 мм с седлом шарового клапана (10), пакером (8), гидравлическим якорем (6) и клапаном

(5). В хвостовик устанавливают второй ряд труб (7) диаметром 48 мм с уплотнительным конусом, который садится в седло (4) верхнего конца хвостовика. Эта концентричная сборка спускается в скважину на НКТ диаметром 60 мм. По этим трубам поднимается продукция нижнего пласта.

Башмак второго ряда труб (3) (диаметром 48 мм) устанавливают над фильтром верхнего пласта. В эксплуатацию вводятся одновременно оба пласта. С этой целью в трубы диаметром 60 мм сбрасывается металлический шарик, который, дойдя до седла в конце муфты, отключает от него нижний пласт. Промывочная жидкость нагнетается в колонну НКТ (2), вытесняет из нее глинистый раствор через башмак трубы (7), проходит через перепускной клапан (5) во второй ряд НКТ (3) и поднимается на поверхность [2].

Если продуктивные пласты расположены на незначительном расстоянии друг от друга, то в этом случае нет необходимости спускать хвостовик (9) и гидравлический якорь (6), который препятствует смещению пакера (8) и труб (2) под действием большого давления в нижнем пласте. Устье скважины оборудуется специальной сдвоенной фонтанной арматурой тройникового типа с двухсторонними выкидными линиями для каждого пласта.

По схеме (б) скважина оборудуется для раздельной эксплуатации двух пластов для работы по схеме фонтан-насос со смешением продукции пластов в колонне насосно-компрессорных труб. В нижней части насосно-компрессорных труб (5) устанавливается хвостовик, который состоит из двух концентрических рядов труб (9) и (10) диаметрами 73 и 48 мм с шаровым клапаном (13).

Для разобщения пластов на наружной колонне труб устанавливается пакер (12) шлипсового типа. Внутренний ряд труб подвешивается на конусной опоре (8). На трубах (5) монтируются замковая опора (6) для штангового насоса (7) и золотниковый клапан (3) для прохода жидкости верхнего фонтанного пласта в насосные трубы. При спуске в скважину

штангового насоса клапан (3) открывается с помощью специального захвата (4), установленного на штангах (2). При подъеме штангового насоса этот захват закрывает клапан (3). В скважину оборудование спускается на трубах (1) диаметром 89 мм. Устье скважины при этой схеме ОРЭ оборудуется фонтанной арматурой с сальниковым уплотнением полированного штока. Дебит фонтанного пласта регулируется диаметром отверстия штуцера. Оба пласта осваиваются одновременно до спуска в скважину насоса (при закрытом клапане (3)). Промывочная жидкость подается в трубы, минуя башмак внутренней трубы (9), и далее по кольцевому пространству между внутренней и внешней трубами через перепускной клапан (11) попадает в эксплуатационную колонну скважины, движется к устью и вызывает фонтанирование верхнего пласта. Фонтанирование происходит через кольцевое пространство между обсадной колонной и трубами (1). При спуске насоса (7) клапан (3) открывается, и продукция обоих пластов поступает на поверхность по трубам (1) [3].

По схеме (в) скважины оборудуются для отдельной эксплуатации двух пластов штанговыми насосными установками. Оборудование состоит из вставного насоса (8), специального насоса (3) с подвижным цилиндром колонны труб (2). Привод насосов осуществляется станком-качалкой через колонну штанг (1). Сначала в скважину спускают НКТ с пакером (9), якорем с замковой опорой верхнего насоса с муфтой (6), имеющей поперечные отверстия; вслед за этим на штангах спускают последовательно соединенные штанговые насосы. Опорный конус (5) верхнего насоса имеет продольные пазы, через которые проходит специальная штанга (4), передающая возвратно-поступательное движение от цилиндра верхнего насоса плунжеру нижнего насоса. Цанговое крепление (7) конуса и специальной штанги обеспечивает надежность посадки верхнего насоса. Из нижнего пласта продукция с помощью насоса (8) нагнетается в трубы через продольные пазы в опорном конусе верхнего насоса [4].

Продукция верхнего пласта поступает в плунжер верхнего насоса через систему совмещенных отверстий в муфте (6) и опорном конусе (5) и далее поднимается по тем же трубам (2). Если необходимо отдельно транспортировать продукцию обоих пластов на поверхность, то используют полые шланги, по которым поднимается продукция из верхнего пласта. Измерение дебита пластов производят с помощью отключения верхнего насоса, который приводится в действие при дополнительном опускании штанг с помощью удлинителя хода плунжера. На рис. 4 показана схема оборудования скважины для добычи нефти из пласта штанговой насосной установкой с одновременной закачкой воды через эту же скважину в другой продуктивный пласт для поддержания пластового давления.

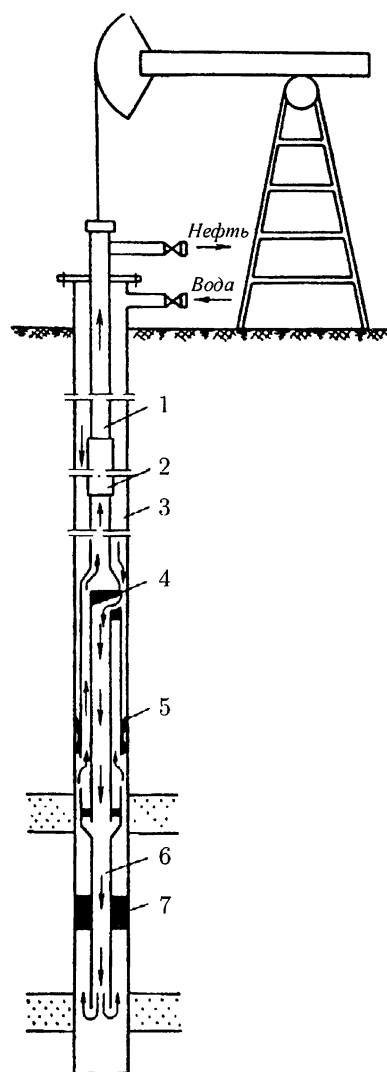


Рисунок 4 - Схема оборудования скважины для добычи нефти из пласта и одновременной раздельной закачки воды в другой пласт в одной скважине [5]

Оборудование скважины состоит из колонны 89 мм НКТ (1), штангового глубинного насоса (2), колонны 73 мм НКТ (6), верхнего упорного пакера 5 и нижнего шлипсового пакера 7. Оба пакера соединены между собой 73 мм НКТ (6). Нижний пакер устанавливают между продуктивными пластами и закрепляют в эксплуатационной колонне (3) шлипсовыми клиновыми упорами. Верхний пакер устанавливают в скважине над фильтром верхнего нефтяного пласта. В корпусе верхнего пакера имеются два канала: центральный патрубок диаметром 42 мм и кольцевое

пространство между сердечником пакера и центральным патрубком. Центральный канал через специальную муфту (4) соединен с затрубным пространством. Добыча нефти из одного пласта и одновременная закачка воды через эту же скважину в другой продуктивный пласт ведется следующим образом. Вода, нагнетаемая с поверхности в скважину, поступает между НКТ и эксплуатационной колонной до верхнего пакера и через муфту (4) протекает в центральный канал пакера и далее по НКТ (6) проходит через нижний пакер и затем в пласт. Для добычи нефти из верхнего пласта используют канал в корпусе пакера и кольцевое пространство между сердечником пакера и центральным патрубком, соединяющим НКТ с приемом глубинного штангового насоса. При подземном ремонте скважины, оборудованной вставным глубинным насосом, закачка воды в нижний пласт не останавливается. При эксплуатации многопластовых газовых месторождений нередко возникает необходимость отдельной эксплуатации пластов в связи с различием в них газа по качеству, пластовых давлений и т. д. В одном из пластов может содержаться бессернистый газ, а в другом - газ с высоким содержанием сероводорода. В газовых скважинах отдельная эксплуатация двух пластов проводится по схеме фонтан-фонтан.

Кроме изложенных вариантов оборудования одновременно-отдельной эксплуатации двух пластов одной скважиной, имеются другие модификации для различных условий эксплуатации.[6]

Компоновка АО «Новомет» (рис. 5а)

На рисунке 5а Компоновка ОРДиЗ с коаксиальным расположением лифтов НКТ и дуальной системой.

Добыча осуществляется с верхнего пласта, закачка - в нижний. Применяется для эксплуатационных колонн диаметрами 168/178/245 мм. Используется установка электроцентробежного насоса (УЭЦН) с габаритами 3, 4, 5 и 5А.

Закачка осуществляется по затрубному пространству между НКТ и через байпасную трубу.



а)



б)

Рисунок 5 - Схемы ОРЭ:

а) Компоновка АО «Новомет»

б) Компоновка НПФ «Пакер»

Компоновка НПФ «Пакер» (рис. 5 б)

Компоновка с коаксиальным расположением лифтов НКТ.

Добыча осуществляется с нижнего пласта, закачка - в верхний. Применяется для эксплуатационных колонн диаметрами 146/168/178/245 мм. Используется УЭЦН с габаритами 5 и 5А. Закачка осуществляется по затрубному пространству между НКТ [5].

Компоновка ОАО «Удмуртнефть» (рис. 6)

Компоновка ОРДиЗ с коаксиальным расположением лифтов НКТ.

Добыча осуществляется с нижнего пласта, закачка – в верхний. Применяется для эксплуатационных колонн диаметрами 146/168/178 мм. Используется УШГН. Закачка осуществляется по затрубному пространству между НКТ.

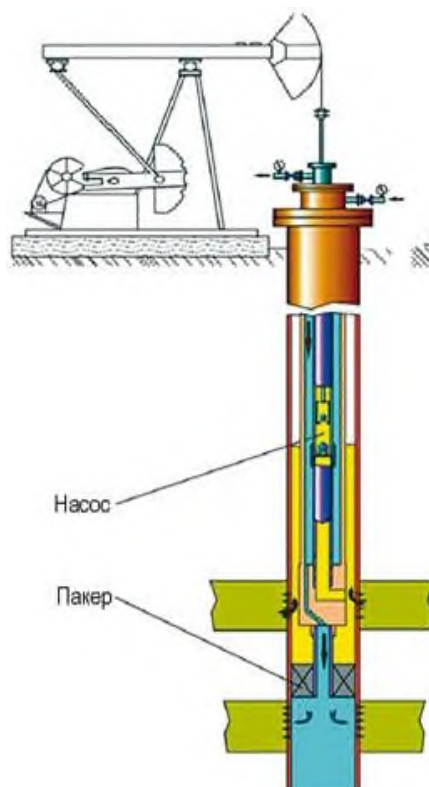


Рисунок 6 - Компоновка ОАО «Удмуртнефть»

В настоящее время на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь» эксплуатируются компоновки ОРД более 300 скважин, ОРЗ – свыше 150 скважин [6].

Разработка компоновки ОРДиЗ «КогалымНИПИнефть» для месторождений Западной Сибири

Изучив представленные на рынке нефтегазопромыслового оборудования России компоновки ОРДиЗ специалисты института «КогалымНИПИнефть» разработали свою технологическую схему ОРДиЗ. Компоновка АО «Новомет» является наиболее близкой по технической сущности к заявляемой и принята за прототип. Данная установка содержит

две колонны коаксиально установленных насосно-компрессорных труб разного диаметра, электроцентробежный насос, устройство для разделения потоков закачиваемой и отбираемой жидкостей, клапан на линии закачиваемой жидкости, пакер для разобщения пластов и устьевую арматуру. Недостатками рассмотренной установки являются высокие риски коррозионного износа внутреннего лифта НКТ вследствие двухстороннего воздействия агрессивных сред, а также сложность извлечения внутреннего лифта НКТ в случае присыпания механическими примесями, содержащимися в подтоварной воде. Закачка осуществляется по межтрубному пространству (102/60 мм), а добыча жидкости – по внутренней НКТ 60 мм.

Авторы ставили цели повышения надежности и безопасности эксплуатации компоновки ОРДиЗ, упрощения ее демонтажа. Указанный технический результат достигается за счет:

- осуществления закачки по НКТ 48 мм с внутренним защитным покрытием для снижения скорости коррозионного и гидроабразивного износа;
- при закачке подтоварной воды по внутреннему лифту НКТ исключается его присыпание механическими примесями [7].

Разработанная для скважин с эксплуатационной колонной диаметром 146 мм компоновка ОРДиЗ состоит из двух коаксиально расположенных колонн НКТ (диаметрами 89/48 мм), УЭЦН, распределительного узла, механического пакера, стыковочного устройства, обратного клапана и устьевой арматуры (рис. 7).

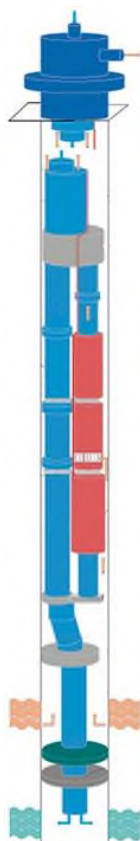


Рисунок 7 - Компоновка ОРДиЗ с двумя коаксиально расположенными колоннами НКТ

Распределительный узел предназначен для подвижного соединения узлов компоновки и распределения потока закачиваемой и добываемой жидкостей.

Для разобщения пластов применяется пакерная компоновка, автономно устанавливаемая в скважине, стыковка пакерной компоновки с компоновкой ОРДиЗ осуществляется посредством стыковочного устройства.

Добыча осуществляется УЭЦН с верхнего пласта через межтрубное пространство (между НКТ 89 и 48 мм), закачка – в нижний пласт через внутреннюю НКТ 48 мм с внутренним защитным покрытием [8].

Используется УЭЦН габарита 2А с телеметрической системой.

Диаметры байпасной трубы (наружный/внутренний) составляют 33/26 мм.

Для исключения разрыва НКТ при срыве пакера в процессе ремонта скважин в интервале от стыковочного устройства до пакера установлена НКТ 73 мм, которая выдерживает нагрузку при отстыковке пакера более 20 т.

Добываемая жидкость, перекачиваемая УЭЦН габарита 2А по НКТ 48 мм, через распределительный узел поднимается на устье по кольцевому пространству между НКТ 89 и 48 мм, измерение дебита скважины происходит в автоматизированной групповой замерной установке.

Нагнетаемая жидкость из системы поддержания пластового давления (ППД) по внутреннему лифту НКТ закачивается в подпакерное пространство, учет объемов закачки проводится устьевым расходомером.

Перед внедрением компоновки необходимы проведение геофизических исследований технического состояния эксплуатационной колонны, скреперование в интервале установки пакера и шаблонирование [9].

1.3 Компоновки, задействованные в промысловых испытаниях

В настоящее время накоплен небольшой опыт по применению ОРЭ в добыче жидких и газообразных углеводородов. Рассмотренные патенты на рисунке 8 зарекомендовали себя как потенциально перспективные компоновки для разработки многопластовых месторождений. Эти схемы используются в нефтедобывающих предприятиях в рамках промысловых испытаний.

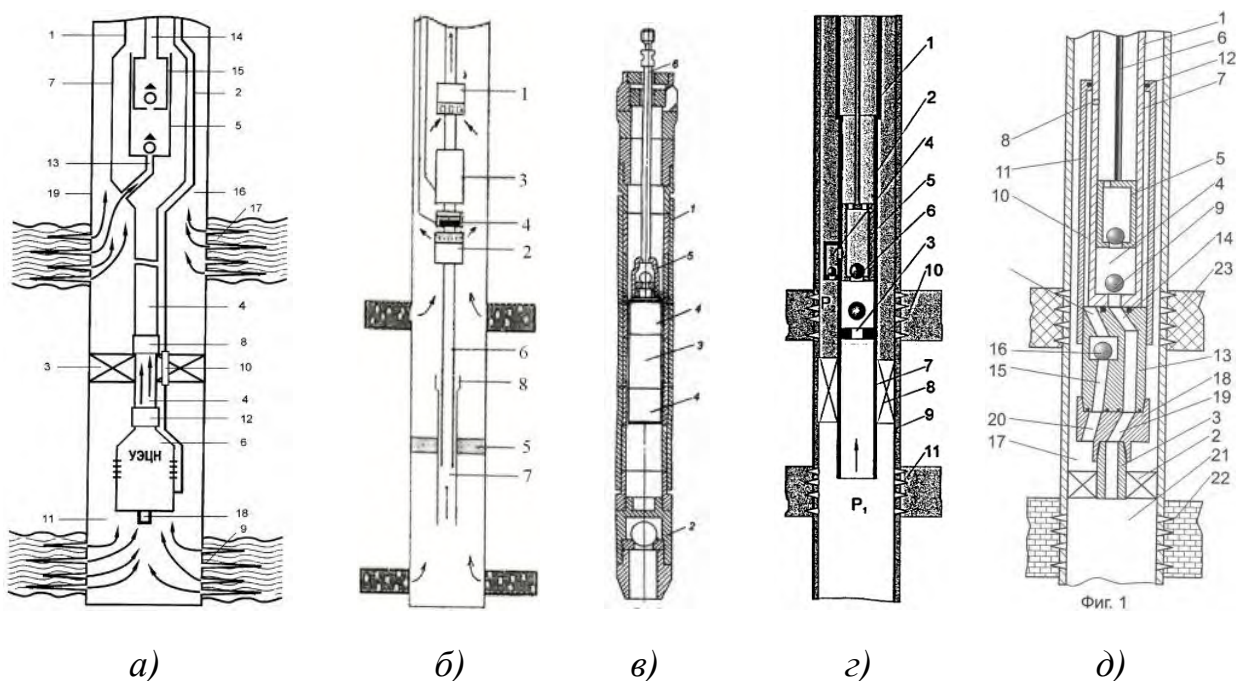


Рисунок 8 - Оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации: а) патент RU 2427705; б) патент RU 2469181; в) патент RU 2291953; г) патент RU 2221136; д) патент RU 2377395

RU 2427705 (рисунок 8, а). Технической задачей предлагаемого изобретения является упрощение конструкции насосной установки для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в скважине и повышение надежности работы установки за счет погружения нижнего (электропогружного насоса) под динамический уровень.

Техническая задача решается насосной установкой для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в скважине, содержащей колонну лифтовых труб, кабель, пакер, перепускное устройство, размещенное выше пакера, а также нижний электропогружной насос и верхний штанговый насос, заключенный в кожух. Согласно изобретению, пакер снабжен узлом герметизации кабеля и разъемной муфтой, а нижний насос размещен в подпакерном пространстве, при этом выход нижнего насоса через пакер сообщен с кожухом верхнего насоса межнасосной

колонной труб, на которой ниже пакера размещено перепускное устройство [10].

Отличительными признаками изобретения являются:

- пакер оборудован герметизирующим устройством кабеля;
- пакер оборудован разъемной муфтой;
- размещение нижнего насоса (электропогружного) в подпакерном пространстве скважины;
- нижний (электропогружной) насос связан с кожухом верхнего насоса (штангового) межнасосной колонной труб, которая состоит из надпакерной и подпакерной части;
- перепускное устройство размещено в межнасосной колонне насосно-компрессорных труб ниже пакера;
- нижний (электропогружной) насос имеет погружение под динамический уровень.

Владельцы патента RU 2427705: открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

RU 2469181 (рисунок 8, б). Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине, содержащая колонну лифтовых труб, кабель, пакер, хвостовик с основным каналом, вход которого сообщен с подпакерным пространством, верхний и нижний электроцентробежные насосы с верхним и нижним входами и общим выходом, сообщенным с колонной лифтовых труб, смонтированные на одном электропогружном двухвальном двигателе, отличающаяся тем, что между двигателем и нижним насосом размещается электромагнитная муфта, управляемая с использованием источника постоянного тока, расположенного на земной поверхности, и дополнительной линией связи - кабелем.

Предложенная насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине с использованием электромагнитной

муфты обеспечивает возможность контроля уровня добычи нефти по каждому из объектов на многопластовых месторождениях.

Владельцы патента RU 2469181: общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» [11].

RU 2291953 (рисунок 8, в). Сущность изобретения: установка содержит колонну лифтовых труб, кабель, пакер, хвостовик и два отдельных насоса для откачки продукции пластов, которые заключены в верхний и нижний кожухи, причем насос для откачки продукции нижнего пласта выполнен электропогружным. Согласно изобретению, нижний кожух электропогружного насоса снабжен узлом герметизации кабеля и сообщен снизу с подпакерным пространством через хвостовик. Хвостовик выше пакера оснащен перепускным устройством, имеющим возможность обеспечения гидравлической связи надпакерного пространства скважины с ее подпакерным пространством через хвостовик при достижении в скважине давления срабатывания перепускного устройства. Выход электропогружного насоса сообщен с верхним кожухом. Этот кожух сверху сообщен с колонной лифтовых труб и снабжен боковым каналом. При этом верхний насос выполнен штанговым, колонна штанг которого выполнена полой и герметично соединена с плунжером штангового насоса. Прием этого насоса посредством бокового канала сообщен с надпакерным пространством.

Техническая задача изобретения состоит в том, чтобы обеспечить отдельный подъем и замер дебита продукции каждого из пластов, упростить конструкцию, повысить надежность работы установки, а также обеспечить возможность исследования разобщенных пластов.

Владельцы патента RU 2291953: открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина [12].

RU 2221136 (рисунок 8, г). Сущность изобретения заключается в том, что в предлагаемой установке пласты разделены пакером, а дополнительный всасывающий клапан, расположенный на боковой стенке цилиндра, сообщен

с высоконапорным пластом. Поэтому при движении плунжера вверх в цилиндр сначала поступает продукция низконапорного пласта, а потом, когда плунжер пройдет дополнительный клапан, через него начнет поступать продукция высоконапорного пласта, а поскольку забойное давление около него выше, чем у низконапорного, основной всасывающий клапан, сообщенный с низконапорным пластом, закроется перепадом давления. Поэтому в течение оставшегося хода плунжера в цилиндр поступает продукция только высоконапорного пласта.

Установка для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов, включающая колонну лифтовых труб, штанговый насос, пакер и хвостовик, отличающаяся тем, что штанговый насос снабжен дополнительным всасывающим клапаном, размещенным на боковой стенке его цилиндра и делящим этот цилиндр по длине на две части, пропорциональные производительностям пластов, при этом установка обеспечивает возможность поступления в цилиндр штангового насоса, при движении его плунжера вверх, сначала продукции низконапорного пласта, а после прохождения плунжером дополнительного клапана – продукции высоконапорного пласта.

Владельцы патента: открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина [13].

RU 2236550 (рисунок 8, д). Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине, включающая колонну лифтовых труб, пакер, хвостовик и штанговый насос с дополнительным всасывающим клапаном, сообщенным выходом с отверстием в цилиндре насоса, делящим этот цилиндр по длине на две части, пропорциональные производительностям соответствующих пластов, отличающаяся тем, что она снабжена кожухом, который присоединен с зазором к цилиндру для поступления продукции через этот зазор в цилиндр, а между хвостовиком и штанговым насосом установлен двухканальный корпус, в одном из каналов

которого размещен дополнительный всасывающий клапан, а второй канал сообщен с входом штангового насоса, причем входы первого и второго каналов сообщены с надпакерным пространством скважины и хвостовиком или наоборот, а выход дополнительного всасывающего клапана сообщен с зазором между кожухом и цилиндром.

Сущность изобретения: установка включает колонну лифтовых труб, пакер, хвостовик и штанговый насос с дополнительным всасывающим клапаном, сообщенным выходом с отверстием в цилиндре насоса, делящим этот цилиндр по длине на две части, пропорциональные производительностям соответствующих пластов. Согласно изобретению, установка снабжена кожухом, который присоединен с зазором к цилиндру для поступления продукции через этот зазор в цилиндр. Между хвостовиком и штанговым насосом установлен двухканальный корпус, в одном из каналов которого размещен дополнительный всасывающий клапан. Второй канал сообщен с входом штангового насоса. При этом входы первого и второго каналов сообщены с надпакерным пространством скважины и хвостовиком или наоборот. Выход дополнительного всасывающего клапана сообщен с зазором между кожухом и цилиндром.

Владельцы патента RU 2377395: открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина [14].

1.4 Достоинства и недостатки одновременно-раздельной эксплуатации

Преимущества метода ОРЭ, следующие:

- практически в два раза сокращаются затраты на строительство скважин;
- снижаются затраты на обустройство месторождений;
- снижаются потребности в добывающем оборудовании;

- приобщаются к разработке непромышленные запасы нефти;
- повышаются темпы ввода месторождений в разработку вследствие сокращения сроков разбуривания и обустройства месторождений;
- эксплуатация одновременно объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами нефти;
- повышение рентабельности отдельных скважин за счет подключения других объектов разработки или разных по свойствам пластов одного объекта разработки.

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) нескольких объектов одной скважиной допускается при соблюдении следующих условий:

- обосновано проектными документами на разработку месторождения;
- имеется сменное внутрискважинное оборудование; • обеспечен раздельный учет добываемой продукции; • имеется возможность проведения промысловых исследований каждого пласта в отдельности;
- существует возможность проведения безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов [15].

При соблюдении указанных условий одновременно-раздельная разработка (ОРР) нескольких объектов позволяет решать многие важные задачи, такие как:

- повысить нефтеотдачу и дебит скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- сократить капитальные вложения на бурение скважин;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения; • снизить эксплуатационные затраты;

- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента;
- оперативно управлять полем пластовых давлений, регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
- предотвратить вредное воздействие растворов глушения на ПЗП, отсекав пласты (изолировать скважинную установку от пласта) без отрицательного техногенного воздействия на них;
- уменьшить вероятность осложнений гидратообразования, отложения асфальтенов, смол и парафинов, высоких значений температуры, газового фактора, обводненности и вязкости добываемой продукции, повышенного содержания в ней механических примесей, солей, серы и коррозионно-активных компонентов;
- эксплуатировать скважину с негерметичной эксплуатационной колонной;
- использовать газ из газовой шапки или газовых пластов для организации бескомпрессорного (БКГ) или внутрискважинного газлифта (ВСГ) проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов;
- разрабатывать водоплавающие залежи, предупреждая образование водяных конусов.

Несмотря на очевидные преимущества технологий одновременно-раздельной разработки многопластовых месторождений, внедрение одновременно-раздельной добычи и закачки носит, в основном, точечный характер. Причинами столь неохотного перехода крупных компаний на ОРР являются:

- отсутствие длительного промыслового опыта эксплуатации подобных объектов;
- недостаточная надежность конструкций компоновок для ОРЭ;
- сложность проведения ремонтных работ [16].

1.5 Факторы, осложняющие совместную выработку запасов

При разработке многопластовых месторождений большое значение приобретает выделение эксплуатационных объектов. В связи с различием отложений по условиям залегания, типу коллекторов, свойствам насыщающих горную породу флюидов необходимо выделять объекты, для которых рекомендуется одновременно-раздельная эксплуатация. При выделении объектов обычно учитывают следующие геолого-промысловые характеристики:

- тип коллектора, его физические свойства;
- режим работы залежи;
- различие составов и свойств насыщающих флюидов;
- взаиморасположение продуктивных пластов по разрезу.

Рассмотрим проблемы, возникающие при объединении различных по вышеперечисленным характеристикам пластов в один объект разработки.

Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки коллекторов с разными физическими свойствами. Приобщение к терригенным коллекторам карбонатных отложений, приводит к отключению последних, совместная обработка призабойной зоны карбонатных и терригенных пластов затрудняет процесс регулирования разработки. Усложнение условий контроля разработки может привести к уменьшению коэффициента извлечения нефти. (КИН) пластов и трудностям в учете добычи продукции отдельных пластов.

При совместной разработке двух и более пластов, неоднородных по проницаемости, выработка низкопроницаемого коллектора может осуществляться только за счет создания большего градиента давления, чем для высокопроницаемого при всех равных условиях. При создании более высоких градиентов давления для вовлечения в разработку запасов нефти. низкопроницаемых пластов в многопластовой системе коллекторов

возрастает скорость движения обводненной нефти и воды в высокопроницаемых заводненных пластах, что приводит к дальнейшему росту обводненности добываемой продукции. Поэтому необходимо создавать различные градиенты на пласты с разной проницаемостью, чтобы исключить формирование остаточных трудноизвлекаемых запасов в низкопроницаемых пластах.

Проблемы, возникающие при совместной эксплуатации пластов на едином режиме работы [17].

Одной из осложняющих разработку многопластовых объектов проблем является проблема возникновения внутрискважинных межпластовых перетоков. В случае, когда перетекающей жидкостью является нефть, перетоки снижают добывные возможности скважины, так как часть нефти вместо подъема на поверхность перетекает в пласт с низким пластовым давлением. Внедряемая через перфорационную зону добывающей скважины вода привносит определенные изменения в фильтрационно-емкостные свойства коллектора пласта, влияет на относительную фазовую проницаемость нефти в призабойной зоне пласта с низким пластовым давлением. Процесс возникновения внутрискважинного межпластового перетока объясняется эксплуатацией двух разных по коллекторским свойствам пластов единым режимом работы при условии отсутствия заколонных перетоков по стволу скважин (цементное кольцо). Закачка воды в пласты ведется с разной интенсивностью из-за разницы в проницаемости пластов, что создает неодинаковое пластовое давление на контуре питания добывающей скважины. Так как уровень жидкости в стволе добывающей скважины в основном определяется объемом жидкости, поступающей из высокопроницаемого пласта, то забойное давление в стволе добывающей скважины определяется забойным давлением высокопроницаемого пласта.

При продвижении воды по высокопроницаемому пропластку в нем повышаются давление и водонасыщенность. После достижения значения

забойного давления большего, чем давление в призабойной зоне пласта (ПЗП) низкопроницаемого пласта, жидкость с повышенным водосодержанием из высокопроницаемого пласта начинает поступать в низкопроницаемый пласт. При повышении давления в ПЗП низкопроницаемого пласта выше забойного давления часть внедрившейся жидкости вытекает из него, ухудшая при этом фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС) призабойной зоны.

Проблемы, возникающие при объединении в один объект разработки пластов с флюидами, различными по составу и свойствам [16].

Продукция скважин характеризуется комплексом физико-химических свойств, различных в зависимости от горизонта. Необходимо учитывать, что при совместном извлечении флюидов с различными свойствами могут образовываться новые компоненты, затрудняющие последующие процессы транспорта и подготовки продукции. Например, при смешении различных типов пластовых вод могут появляться осадки растворимых солей. Значительное содержание сероводорода в нефти. одного пласта и ионов двухвалентного железа в попутно добываемой воде другого при смешении приводит к образованию сульфида железа и осложнению подготовки нефти., которые объединены в группу техногенных эффектов.

Проблемы взаиморасположения продуктивных пластов по разрезу

Для разобщения пластов технологиями ОРЭ необходимо учитывать характерные конструктивные особенности применяемого оборудования [17].

Например, для большинства систем ОРЭ характерно использование пакерной системы, для посадки которой необходимо расстояние между кровлей нижнего пласта и подошвой верхнего не менее 4 метров. Это минимальное ограничение расстояния между пластами, в зависимости от типа конструкции и фирмы производителя оно может увеличиваться.

Также не стоит забывать, что в зависимости от характеристик и толщины непроницаемой перемычки под воздействием активной разработки

между пластами может возникнуть гидродинамическая связь, например по трещинной системе.

Внедрение технологий ОРЭ оценивается как эффективное и перспективное направление для разработки многопластовых объектов в России.

2 ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОРЭ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

2.1 Опыт реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин на Тевлинско-Русскинском месторождении

Планируемый объем внедрения ОРЭ и дебиты жидкости в скважинах по пластам приводит таблица 1.

Внедрение способа эксплуатации ОРЭ на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз» позволило добиться основной цели - прироста дебитов нефти по скважинам.

Таблица 1 - Средние дебиты добывающих скважин, предлагаемых для ОРЭ

Количество скважин оборудованных ОРЭ	Г од ввода ОРД	Средний дебит жидко- сти/нефти, т/сут	
БС10 ²⁻³ +БС _п			
		БС10 ²⁻³	БС11
2	2018	35,1/11,7	31,7/8,7
ЮС1+ЮС2			
6	2025	32,9/10,3	22,4/8,2
4	2030	33,4/9,6	20,9/6,3

На Тевлинско-Русскинском месторождении в настоящее время реализуется ОРЭ по схеме, ЭЦН-ЭЦН с использованием компоновки УОРЭП-ЭЦН. Данная компоновка показала свою работоспособность в ходе проведенных опытно-промысловых испытаний. В перспективе, исходя из условий притока в скважину, геолого-физических характеристик пластов, для ОРЭ потребуется схемы ЭЦН-ЭЦН. Для реализации ОРД по схеме ЭЦН-ЭЦН предлагается компоновка УОРЭП-ЭЦН.

Для проведения ОПИ предлагается компоновка 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН производства НПФ «Пакер» (рисунок 9). Данная компоновка позволяет проводить эксплуатацию двух разобщенных объектов одним насосом УЭЦН с возможностью создания индивидуальных забойных давлений, позволяет производить индивидуальный замер по объектам.

Применение компоновки позволяет:

- производить подключение, отключение нижнего или верхнего пласта, управление клапаном через ТМС с устья скважины;
- производить штуцирование верхнего и нижнего пласта;
- производить прямые отдельные замеры дебита жидкости, обводненности верхнего и нижнего пласта;
- создавать индивидуальные забойные давления на каждый пласт одним УЭЦН;
- производить замер $R_{зб}$, $R_{пл}$ каждого разобщенного, пласта отдельно, с выводом информации в режиме реального времени;
- производить ревизию УЭЦН без подъема пакерного оборудования;
- узлы безопасности позволяют производить поэлементное извлечение компоновки в случае прихвата нижерасположенного оборудования.

Исходя из условий притока, в скважинах, предлагаемых для ОРЭ, потребуются схемы с ШГН.

Для проведения ОПИ предлагается схема однопакерной компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН производства НПФ «Пакер».

Применение компоновки позволяет:

- производить подключение, отключение нижнего пласта (управление клапаном со станции управления);
- проводить отдельные замеры дебита жидкости верхнего пласта, нижнего пересчетом;
- производить замер $N_{дин.}$, $N_{ст}$, ($R_{зб}$, $R_{пл}$) по верхнему пласту стандартными методами (датчики давления электроклапана, эхолот) в момент закрытия клапана;
- производить замер $R_{зб.}$, $R_{пл}$ отключаемого пласта (нижний) по датчику давления в клапане;
- частотным преобразователем регулировать забойное давление;
- эксплуатация двух объектов с одним УШГН;

- не поднимая пакера производить подъем ШГН для ревизии;
- узлы безопасности позволяют произвести поэлементное извлечение компоновки в случае прихвата ниже расположенного оборудования.

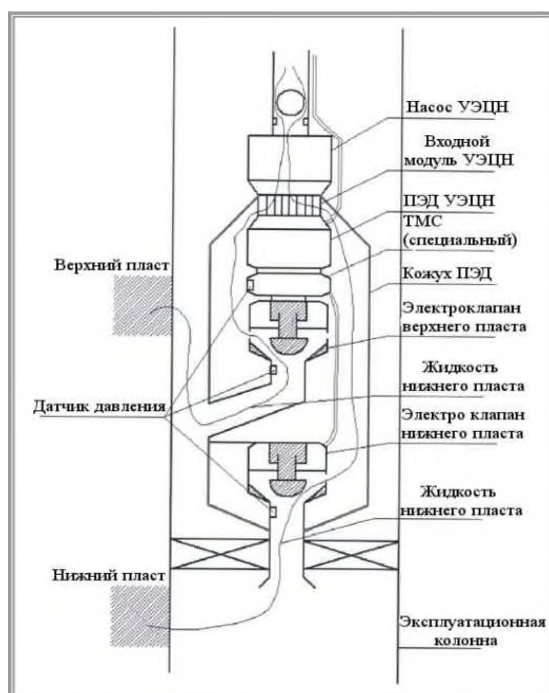


Рисунок 9 - Схема компоновки 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН

Комплект поставки НПФ «Пакер»:

- комплект пакерно-клапанного оборудования, геофизический клапан;
- станция управления ШГН с ЧРЭП. Комплект поставки НПФ «Пакер»:
- комплект пакерно-клапанного оборудования, геофизический клапан;
- станция управления ШГН с ЧРЭП.
- Компоновка спроектирована для обсадных колонн диаметром от 140 мм.

Принципиальная схема компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН приводит рисунок 10.

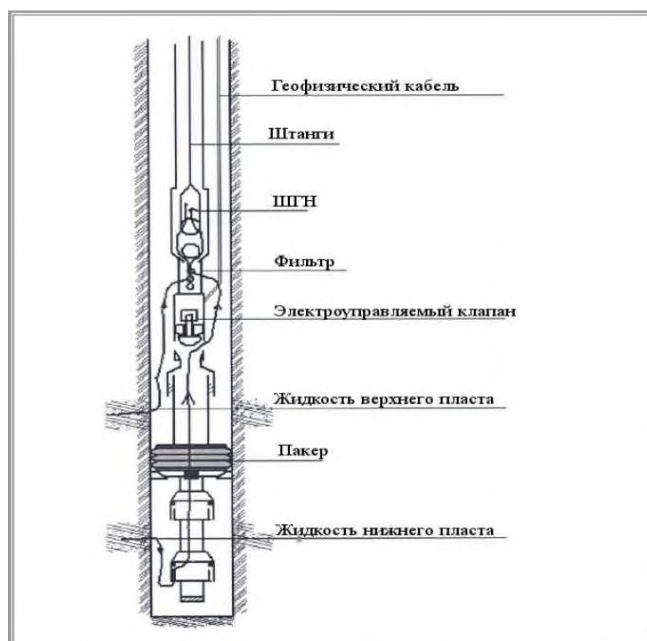


Рисунок 10 - Схема компоновки 1ПРОК ОРЭ с электроклапаном для УШГН

По результатам внедрения специалистами филиала ООО «ЛУКОЙЛ - Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени разработано и утверждено «Руководство по подбору скважин кандидатов для внедрения УОРЭП-ЭЦН для двух пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Критерии применения схемы ОРД УОРЭП-ЭЦН

Расстояние между вскрытым и планируемым для вскрытия объектами не менее 10 метров.

В данной схеме одновременно-раздельной эксплуатации используются только УЭЦН. Поэтому для оптимальной работы и снижения рисков отказа оборудования в скважине, рекомендуемый дебит жидкости по нижнему объекту должен быть не менее 15 м³/сут (минимально допустимая производительность УЭЦН-25 производства ОАО «АЛНАС»).

Диаметр эксплуатационной колонны должен быть не менее 146 мм.

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны должен обеспечивать свободное прохождение по стволу скважины пакера и насосной

установки с учетом проложенных по наружной части корпуса установки кабельных и путевых трубопроводов (применение пластырей и временных колонн может сделать невозможным спуск пакера).

Эксплуатационная колонна должна быть герметична и технически исправна.

Разделы между продуктивными горизонтами должны обеспечивать герметичное их разобщение при раздельной эксплуатации.

В интервале размещения насосной установки не должен допускаться изгиб насоса. При выборе интервала спуска УОРЭП-ЭЦН необходимо руководствоваться «Методикой определения допустимой кривизны ствола скважины в интервале подвески ЭЦН», введенной приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» № 29 от 05.04.2000 г.

Верхний объект имеет предпочтительные добычные характеристики (при совместной эксплуатации «передавливает» нижний пласт). Показателем является расчетный по забойному давлению динамический уровень при раздельной эксплуатации:

$$H_{\text{дин1}} < H_{\text{дин2}} \quad (1)$$

где $H_{\text{дин1}}$ - расстояние от устья скважины до уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве для верхнего пласта; $H_{\text{дин2}}$ - расстояние от устья скважины до уровня пластовой жидкости в затрубном пространстве для нижнего пласта.

Динамический уровень не должен быть ниже 400 м (или не менее 4 МПа на приеме по показаниям ТМС) над приемом верхнего насоса и давление на приеме нижнего насоса должно быть не менее 4 МПа, при этом забойное давление не должно быть ниже давления насыщения более чем на 25 % для каждого пласта соответственно [18].

Разница забойных давлений между разделяемыми объектами не должна превышать допустимой для пакера.

Расчётное газосодержание на приеме нижнего насоса не более 25 %.

По нижнему объекту отсутствие осложнений в процессе эксплуатации (солеотложения, АСПО, гидратообразования и т. д.) ввиду невозможности проведения профилактических мероприятий.

В скважинах с высоким содержанием свободного газа на приеме насоса в компоновке ОРЭ УОРЭП-ЭЦН необходимо предусмотреть установку газосепараторов, диспергаторов.

2.2 Технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин при совместной эксплуатации пластов Приобского месторождения

К особенностям Приобского месторождения относятся крупные размеры залежи, сложное геологическое строение, а также резкая изменчивость свойств продуктивных пластов по площади и разрезу. Низкой продуктивностью коллектора обусловлена необходимость применения специальных решений, таких как объединение двух-трех объектов для совместной эксплуатации единой сеткой скважин, применение интенсивной системы заводнения и массовое внедрение гидроразрыва пластов (ГРП) на большей части эксплуатационного фонда. Нефтеносные горизонты отличаются невыдержанностью по площади месторождения; в связи с чем имеются скважины, вскрывшие как один из объектов, так и более, причем в различных комбинациях. Их совместное освоение диктует необходимость контроля вклада каждого горизонта в объем добычи, а также объемов закачки воды по скважинам.

Мероприятия по изоляции обводненных пластов

На сегодняшний день на месторождении в промышленных масштабах введена в эксплуатацию технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) - около 150 многопластовых нагнетательных скважин оснащены компоновками для ОРЗ. Технология применяется в зонах с заметным преобладанием закачки в один или несколько пластов при не

задействованных, либо слабо задействованных остальных пластах. ОРЗ позволяет равномерно заводнять многопластовые объекты, характеризующиеся неоднородностью по фильтрационно-емкостным свойствам.

По фактическим данным эксплуатации Приобского месторождения отдельные скважины, как правило, обводняются, прорыв воды происходит по пластам АС₁₀, АС_П. В таких условиях ограничение закачки воды в скважинах с ОРЗ неэффективно, т. к. приводит к снижению энергетики ограниченного пласта, снижению дебитов других обводненных скважин в элементе разработки и, как следствие, потерям в добыче нефти. Это является предпосылкой для проведения работ по временной селективной изоляции обводненных интервалов в скважинах с прорывом вод.

Для отключения обводненных пластов в скважинах с прорывом воды была внедрена технология установки металлических пластырей с использованием технологии «ДОРН». Технология предусматривает закачивание цементных растворов в интервал изоляции, разбуривание цементного моста и проработку ствола скважины гидравлическим скрепером с последующей установкой пластыря из расчета перекрытия пласта на 2–3 м ниже и выше интервала перфорации. Следует отметить, что, несмотря на трудоемкость операции, успешность этих работ составляла около 90 %.

Другим направлением реализации подобных технологий, применяемых для отключения пластов, является применение технологии тампонирования с использованием цементных растворов класса G с высокой проникающей способностью. Эта технология предусматривает многократное задавливание цементного раствора в интервал изоляции до полного отключения. Однако, серьезным недостатком этих технологий является их недолговечность, что потребовало поиска новых решений.

В настоящее время на месторождении предпочтение отдается технологии изоляции пластов путем спуска пакерных компоновок. На рисунке 11 приведена схема данной технологии [19].

Об эффективности технологии можно судить по работе скважины № 6145. После селективной изоляции пласта АСИ обводненность продукции изменилась с 95 % (при $P_{заб} = 165$ атм) до 64 % (при $P_{заб} = 167$ атм) при запуске, текущая обводненность составляет 69 % с работой скважины после проведения ИДН (при $P_{заб} = 33$ атм).

С 2007 г. проводятся испытания методов селективной изоляции пластов с использованием технологий НПФ «ННТ» (3 скважины) и «Шлюмберже» (1 скважина). Прирост дебита нефти составил в среднем 23 т/сут на скважину, обводненность снизилась на 25%. Накопленная добыча на 01.01.2008 г. по 4 скважинам составила 13,1 тыс.т. Проведены успешные работы в рамках экспресс-испытаний компоновки ООО «ЮГСОН-Сервис» (скважина № 6193). Результаты мероприятий по ограничению закачки представлены в таблице 2.

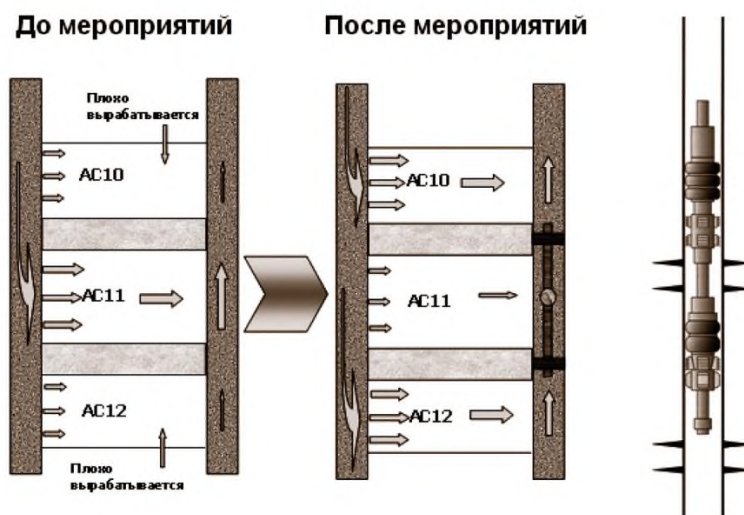


Рисунок 11 - Схема технологии селективной изоляции обводненных пластов с помощью спуска пакерных компоновок

Таким образом, изоляция пластов путем спуска пакерных компоновок позволит:

- повысить нефтеотдачу и дебиты скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента;
- оперативно управлять полем пластовых давлений, регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
- предотвращать вредное воздействие растворов глушения на ПЗП, отсекают пласты (изолировать скважинную установку от пласта) без отрицательного техногенного воздействия на них.

Опытный участок месторождения с оснащением многопластовых скважин компоновками ОРЗ и ОРД

В рамках корпоративной программы «Система Новых Технологий» на месторождении реализуются проекты по созданию «интеллектуальных» многопластовых добывающих и нагнетательных скважин. Задачей проекта является создание программы по регулированию и контролю разработки многопластовых зон месторождения с помощью систем одновременно-раздельной закачки воды и добычи нефти.

Проект предполагает создание единой системы мониторинга работы скважин в режиме ON-LINE. При этом предполагается оснащение

добывающих и нагнетательных скважин оборудованием для разделения пластов и геофизическими приборами для регистрации изменения динамических параметров (давление, температура, расход, обводненность добываемой продукции). В рамках проекта с начала 2008 г. началось оснащение опытного участка Приобского месторождения компоновками ОРД и ОРЗ.

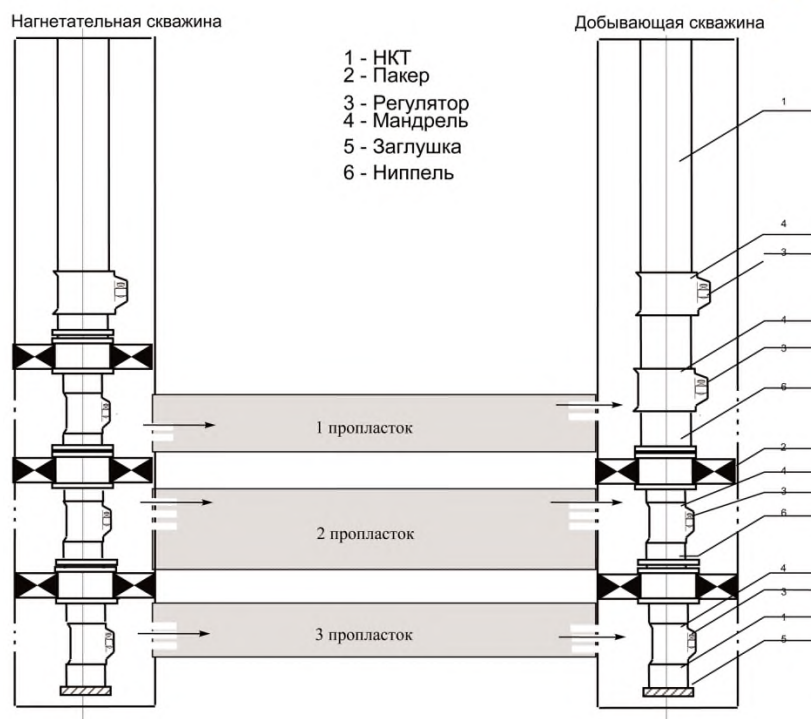


Рисунок 12 - Схема для дифференцированного воздействия на пласты разной проницаемости

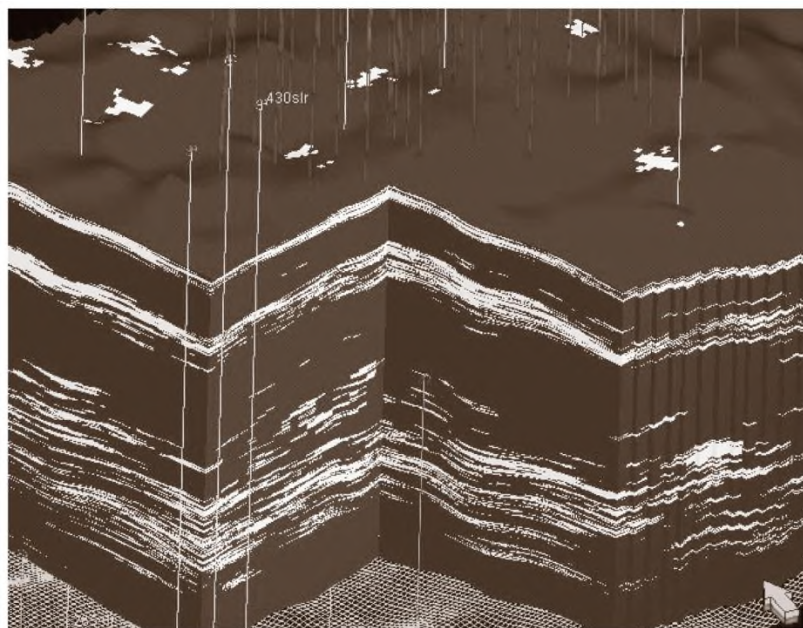


Рисунок 13 - Геолого-гидродинамическая модель опытного участка
месторождения

Геофизические исследования в остановленной скважине не позволяют выделять источники обводнения. Измерение данных в работающей скважине позволит с наименьшими рисками потери запасов выбирать скважины для проведения селективной изоляции. Кроме того, мероприятия позволят регулировать закачку, оптимизировать заводнение, выровнять профили приемистости и текущую компенсацию, вовлечь недренируемые запасы и увеличить КИН.

Таблица 2 - Результаты селективной изоляции

местор «	Скв.	Куст	Вид работ	Исполнитель / подрядчик	Параметры до ремонта				Расчетные параметры				Параметры после ремонта				Текущие параметры на 01.2008г.					
					Qх	Qh	%	Рзаб	Ож	Он	%	Рзаб	Q*	Он	%	Рзаб	Q*	Qh	%	Рзаб	Состояние	
					м3/сут	т/сут		атм	м3/сут	т/сут		атм	м3/сут	т/сут		атм.	м3/сут	т/сут		атм.		
Селективная изоляция пластов																						
Приобское	95	104	Отсечение пласта АСЮ	Шлюмберже	3	0	97	146	59	31.0	40	56	110	25.0	74	127	95	12.1	87	93	в работе	
Приобское	2180	102	Отсечение пласта АСЮ	ООО НПО ННТ	22	1	97	140	60	31.0	40	52	109	8.0	91	93	87	16.0	82	111	в работе	
Приобское	2119	121	Отсечение пласта АСЮ	ООО НПО ННТ	1	0	92	93	41	23.0	35	50	49	25.0	40	69	4	3.5	13	133	АП В 6*6	
Приобское	6145	248	Отсечение пласта АС11	ООО НПО ННТ	51	2	95	165	50	23.8	45	50	79	24.6	64	167	67	21.0	69	33	в работе	
Экспресс-испытания по селективной изоляции пластов под контролем РГ СНТ НСТ																						
Приобское	6193	251	Отсечение пласта АС11	ООО «Югосервис»	445	23	94	95	89	59.3	23	53	111	12.5	87	159	109	8.8	92	144	в работе	

Схема для дифференциального воздействия на пласты приведена на рисунке. 12.

Для опытного участка была построена геолого-гидродинамическая модель. Модель имеет детализацию геологической, так как для сохранения имеющейся неоднородности процедура ремасштабирования не применялась. В рамках данной модели ведется постоянный мониторинг проводимых ГТМ, расчет эффективности различных установок для ОРЗ, ОРД. По результатам проведенных работ производится корректировка модели.

В будущем на участке планируется создание «интеллектуальных» скважин, что позволит осуществлять мониторинг основных параметров по каждому пласту (P , Q , T , $\%$) в режиме ON-LINE, проводить «зрячие» исследования и снизить потери на их проведение, регулировать соотношение добыча/закачка с поверхности земли без остановок скважин, и, как следствие, повысить добычу нефти.

2.3 Опыт одновременно-раздельной эксплуатации филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»

На месторождениях ТПП «Лангепаснефтегаз» опыт применения ОРЭ нескольких пластов внедрен с 2012 года на Нивагальском, Урьевском, Поточном, Лас-Еганском и Локосовском месторождениях. На 2014 год 23 скважины оснащены оборудованием для одновременно-раздельной эксплуатации. В качестве базовых объектов (пласты, к которым подключают другие продуктивные горизонты для ОРЭ) использованы пласты ЮВ1, Ач, БВ6, БВ8, БВ10, в качестве подключаемого объекта, в основном, вышележащий объект АВ1-2, исключение - ЮВ1 на Поточном месторождении.

По сравнению с предыдущим годом в 2013 году выполнено на 1 скважино-операцию больше, однако дополнительная добыча нефти сократилась на 68 % (-9,5 тыс.т), удельный дебит нефти снизился на 82 %.

Снижение показателей эффективности по ОРЭ в 2013 году в большей степени связано с мероприятиями, выполненными на Нивагальском и Урьевском месторождениях, где удельная эффективность от ОРЭ снизилась на 83 % (-18,6 т/сут) и 99 % (-21,4 т/сут) соответственно.

Подобная тенденция обусловлена тем, что в 2013 году одновременно-раздельная эксплуатация реализована на скважинах с более высокими базовыми дебитами относительно скважин ОРЭ 2012 года и относительно планируемых дебитов по подключаемым объектам. Поэтому на фоне снижающихся после ОРЭ базовых показателей и низкой эффективности по подключаемым объектам суммарная эффективность по ОРЭ в целом по месторождениям снизилась, а по отдельным скважинам даже отрицательная.

К тому же, более чем у половины скважин наблюдается быстрое падение дебитов нефти и жидкости после ОРЭ в течение года, что объясняет уменьшение удельной эффективности 2013 года (2,9 т/сут) относительно предыдущего (15,8 т/сут) [20].

В данной работе эффективность мероприятий одновременно-раздельной эксплуатации рассмотрена относительно геологических характеристик базового и подключаемого объектов.

В результате анализа геолого-физических характеристик пласта сделан вывод, что эффект от применения технологий ОРЭ в значительной мере зависит от проницаемостей совместно разрабатываемых пластов.

Скважины условно можно разделить на 2 группы относительно базового объекта: те, у которых ФЕС схожи или лучше базового объекта (1 группа), и те, у которых ФЕС ниже, чем на базовом объекте (2 группа).

По группам скважин были оценены проценты падения добычи нефти и жидкости отдельно по группам и базовому объекту за первый год работы (по данным, приведенным к одной дате).

По подключенному объекту 1-й группы (где ФЕС схожи и выше относительно базового объекта) наблюдается падение добычи нефти: в первый год работы после ОРЭ оно выше, чем по базовому, что при одинаковых процентах падения добычи жидкости говорит о разной интенсивности процесса обводнения на базовом и подключенном объектах с момента организации ОРЭ. Подобная тенденция, возможно, обусловлена недостаточно корректно заданными забойными давлениями. В случае, если подбор оптимального Рзаб (оптимальной депрессии) был ориентирован на достижение потенциального дебита жидкости по ЮВ1, то, возможно, для подключаемого объекта со схожими и лучшими ФЕС создание аналогичной депрессии могло спровоцировать прорыв пластовой и закачиваемой вод по наиболее проницаемым пропласткам.

По подключенному объекту 2-ой группы (где ФЕС ниже относительно базового объекта) проценты падения добычи нефти аналогичны базовому объекту, что при одинаковых процентах падения добычи жидкости говорит о синхронности интенсивности процесса обводнения на базовом и подключенном объектах с момента организации ОРЭ (депрессия, поддерживаемая на базовом объекте, оптимально обеспечивает потенциальный дебит жидкости на подключаемом объекте 2-ой группы, что, в свою очередь, обеспечивает равномерную выработку запасов и обводнение).

Исходя из рассмотренных технологических показателей можно сделать вывод, что при подключении объекта с коллекторскими свойствами ниже, чем у базового, процесс разработки эффективнее, так как выработка двух пластов равномерна.

Для выявления зависимости ОРЭ от проницаемости и для того, чтобы найти оптимальную кратность проницаемости между пластами, была

проведена исследовательская работа. Смоделирована гидродинамическая модель, состоящая из двух пластов, разделенных глинистой перемычкой, включающих 8 добывающих и 1 нагнетательную скважины. Расчеты проводились при совместной эксплуатации скважин единым фильтром и при одновременно-раздельной эксплуатации.

Граничные условия остановки прогнозных расчетов при дебите нефти 0,1 т/сут и обводненности больше 98 %.

Было выбрано 4 варианта разработки пластов: 1 – кратность проницаемости между объектами 1/3 мД; 2 – кратность проницаемости между объектами 1/10 мД; 3 – кратность проницаемости между объектами 1/22 мД; 4 – кратность проницаемости между объектами 1/63 мД.

По результатам гидродинамического моделирования были оценены динамика добычи, темп отбора от НИЗ, прирост конечного КИН и другие показатели по каждому из вариантов, как по совместной разработке, так и при одновременно-раздельной эксплуатации для того, чтобы сравнить, при какой разнице проницаемостей возможна рентабельная разработка.

Результаты расчётов при совместной разработке единым фильтром показывают, что оптимальная кратность проницаемости при разработке таким способом 1/3. За 26 лет отобрано 311 тыс. м³ нефти, при этом отбор от НИЗ составляет 95,8 %, а конечный КИН – 0,334, что в принципе и логично.

Результаты расчётов при одновременно-раздельной эксплуатации показали, что при кратности 1/3 также получены наилучшие технологические показатели. Однако они немного хуже, чем при совместной эксплуатации. При других вариантах расчета показатели при ОРЭ превышают показатели при совместной разработке.

Мы получили 2 итоговые кривые, характеризующие эффективность ОРЭ:

1. прирост максимальных темпов отборов от НИЗ в зависимости от кратности проницаемости по сравнению с разработкой пластов единым фильтром (рис. 14);
2. зависимость прироста конечного КИН от кратности проницаемости при применении ОРЭ (рис. 15).



Рисунок 14 - Зависимость прироста максимальных темпов отбора от НИЗ от кратности проницаемостей на первый взгляд эти графики имеют противоречивые выводы

Исходя из первого графика эффективность ОРЭ выше в том случае, чем меньше кратность проницаемостей. А согласно второму графику, показывающему прирост конечного КИН в результате внедрения ОРЭ, эффективность выше при увеличении кратности проницаемостей. Связано это противоречие с тем, что первый график больше характеризует первые годы эксплуатации с установкой ОРЭ, а второй характеризует полноту выработки, которая достигается при применении ОРЭ. Соответственно, в зависимости от целей разработки и ожидаемого экономического эффекта необходимо для себя определить золотую середину, которая будет являться оптимальным компромиссом между интенсивностью разработки первых лет и полнотой выработки на перспективу.

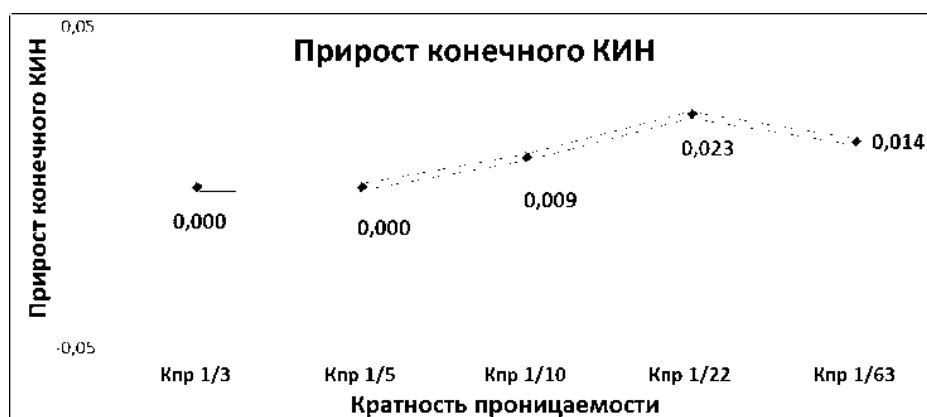


Рисунок 15 - Зависимость прирост конечного КИН от кратности проницаемостей

Если рассматривать эти два фактора, которые показаны на этих графиках, мы видим, что применение ОРЭ с технологической точки зрения в любом случае оправданно, так как для небольших отличий в проницаемостях мы увеличиваем темпы отбора, а для пластов с существенной разницей проницаемостей - конечный КИН. Если вернуться ко второму графику и рассмотреть эффективность ОРЭ с точки зрения полноты выработки запасов, мы увидим довольно неожиданные результаты. Изначально, до расчетов на ГДМ, мы предполагали, что чем больше проницаемость между пластами, тем лучше эффект от применения ОРЭ. Но расчеты показали, что существует некая точка перегиба, после которой эффективность снижается; соответственно в наших расчетах при кратности проницаемости примерно 1/20 применение технологии ОРЭ наиболее эффективно, а при увеличении эффективность снижается.

Подводя итоги исследовательской работы сделан вывод, что эффект от применения ОРЭ напрямую зависит от проницаемости пластов.

Результаты нашей исследовательской работы получились неожиданными, так как считается, что при большей кратности проницаемостей применение ОРЭ эффективнее. Однако, расчеты показали, что это не так. Когда между проницаемостями пластов большая разница,

получается, что они вырабатываются с разной интенсивностью, один пласт вырабатывается намного быстрее и после его выработки работает только второй пласт, в связи с чем применение ОРЭ теряет свой смысл. Поэтому при таких кратностях проницаемостей ОРЭ рекомендуется применять на кратковременный период, нацеленный на максимальный прирост. На длительное время целесообразнее вырабатывать низкопроницаемый пласт возвратным фондом. Т. е., при кратности проницаемости больше $1/20$ лучше сначала применять технологию ОРЭ, а затем возвратный фонд.

Применение ОРЭ для двух пластов, которые отличаются между собой кратностью проницаемостей до 5, не приводит к существенному увеличению КИН, но значительно позволяет увеличить текущую добычу, следовательно, повышается интенсивность добычи первых лет, что, в свою очередь, улучшает экономические показатели (окупаемость проекта). Но на конечную выработку запасов это не влияет.

Точка перегиба является золотой серединой между оправданным применением технологии ОРЭ и возвратным фондом. При кратности проницаемостей $1/22$ достигается наилучший эффект от технологии ОРЭ.

Данный вывод подтверждается по факту на 01.02.2014 г.: при кратности проницаемостей от 8 до 19 получен наибольший суммарный прирост дебита нефти. При слишком большой разнице проницаемостей планируемый эффект не достигнут. Как видим, фактические данные очень близко коррелируют с выводами, полученными при модельных расчетах.

2.4 Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз»)

Реализация на практике оптимальной системы одновременно-раздельной разработки многопластового месторождения невозможна без создания условий для контроля и управления этим процессом. Для решения задач управления разработкой продуктивных объектов при внедрении технологий ОРЭ на Русскинском месторождении выделен опытный участок, на котором эксплуатируются скважины с ОРД и ОРЗ. В планах компании «Сургутнефтегаз» разработка нефтяного месторождения, где впервые, согласно технологической схеме на разработку, планируется одновременно-раздельная эксплуатация 83% фонда скважин, в том числе 9% ОРЭ на 3 пласта. Для реализации подобного проекта необходима детальная проработка технической стороны вопроса, т. е. создание оптимальной для заданных геолого-физических условий компоновки ОРЭ и ОРЗ, позволяющей контролировать и регулировать процесс разработки и удовлетворяющей всем требованиям, предъявляемым к подобным системам. Кроме этого, необходимо провести многофакторный анализ опыта внедрения систем ОРР в Российских и зарубежных компаниях.

Существующие сегодня конструкции компоновок для ОРЭ можно разделить на две группы: однонасосные и двухнасосные.

Однонасосные системы ОРЭ, внедряемые в нефтяных компаниях, могут быть оснащены подвижными или стационарными приборами мониторинга работы пластов - системы мониторинга без разобщения пластов, либо с разобщающими пакерами и различными запорными устройствами для отсечения пластов - системы мониторинга с разобщением пластов (рисунок 16).

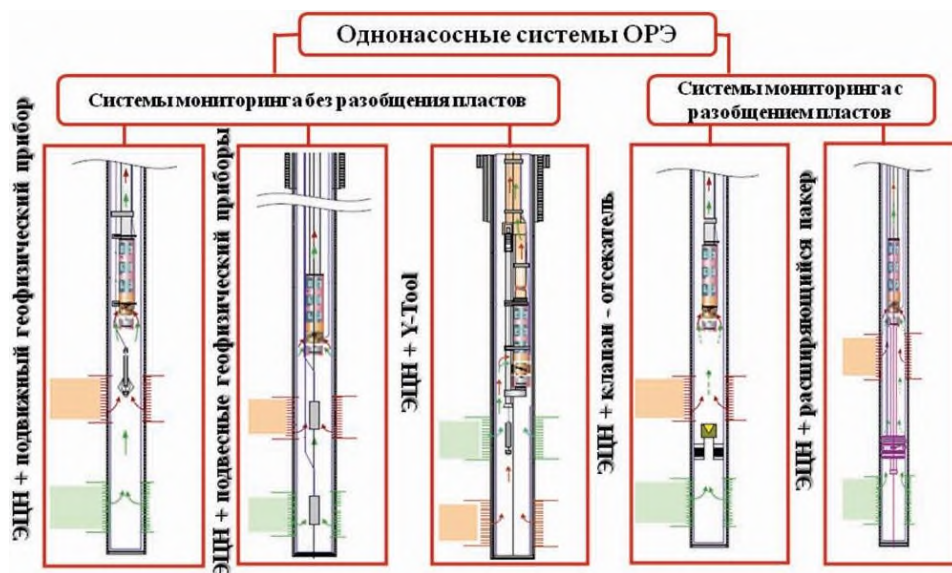


Рисунок 16 - Однонасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации

Данные конструкции фактически обеспечивают совместную разработку пластов, причем в системах без разобщения пластов обеспечивается учет продукции геофизическими приборами, а в системах с разобщением пластов раздельными замерами при отсечении одного из пластов. Первые отличаются простотой конструкции, их следует применять для определения выработки запасов по пропласткам объектов разработки большой мощности, сильно расчлененных пластов. Для скважин с ОРЭ разобщаемых пластов, являющихся отдельными объектами разработки более актуальны системы с разобщением пластов.

Двухнасосные системы ОРЭ условно можно разделить на однолифтовые и двухлифтовые, расположенные параллельно или концентрически (рисунок 17).

Сегодня двухнасосные системы ОРЭ внедрены во многих компаниях. В ОАО «Сургутнефтегаз» внедрено около 15 систем ЭЦН+ЭЦН и ШГН+ЭЦН с одним подъемным лифтом НКТ. Преимуществами двухнасосных систем являются:

- полное соблюдение законодательства;
- дифференцированная депрессия по пластам;
- раздельный учет продукции.

К недостаткам можно отнести:

- средняя наработка на отказ гораздо ниже текущей наработки остального механизированного фонда;
- сложность текущего и капитального ремонта скважин.

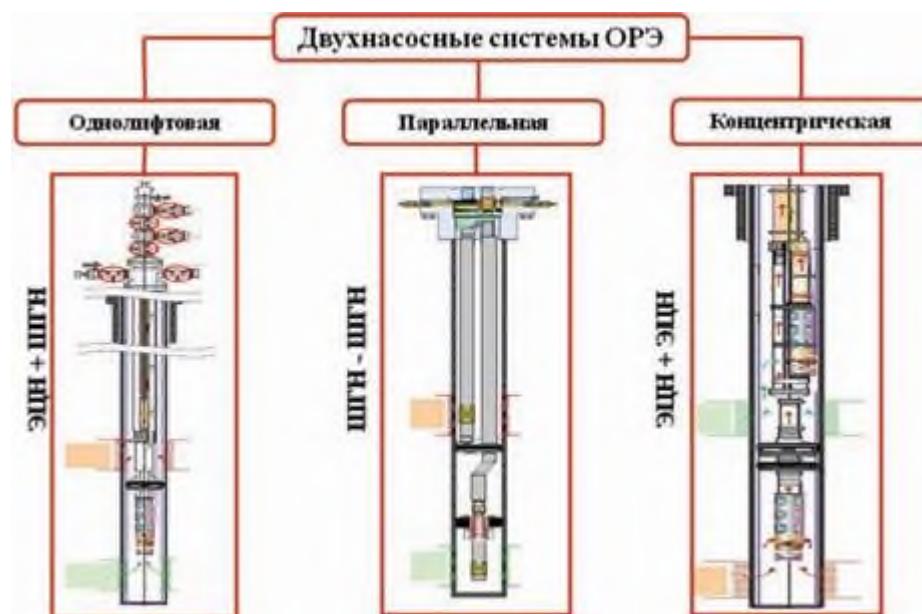


Рисунок 17 - Двухнасосные системы одновременно-раздельной эксплуатации

В условиях Западной Сибири однонасосные конструкции компоновок ОРЭ с разобщающими пакерами и различными запорными устройствами для отсечения пластов (системы мониторинга с разобщением пластов) в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными. Для оптимизации работы скважин при ОРЭ подобными компоновками создан ряд устройств, позволяющих эффективно контролировать и регулировать процесс добычи нефти по отдельным объектам разработки. К ним относятся электромагнитные, электромеханические и гидравлические клапаны. Клапаны с электроприводами управляются станцией управления, а гидравлический приводится в действие созданием перепада давления в затрубном пространстве и под пакером с помощью закачки воды или нефти. Данные конструкции защищены патентами.

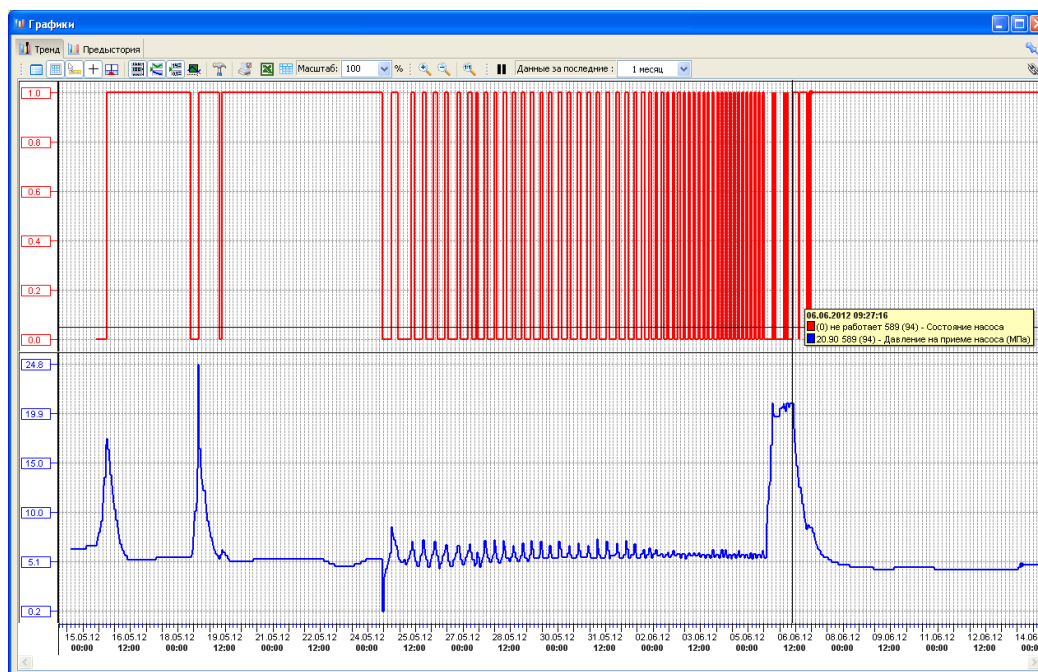


Рисунок 18 - Показания термоманометрической системы ЭЦН

Все клапаны перед спуском опрессовываются на стендах. Наличие в скважине электромагнитного клапана (КЭ) предусматривает спуск двух кабелей: один питает УЭЦН, другой – клапан. Следует отметить, что внедрение данного оборудования вызвало ряд трудностей. При использовании геофизического кабеля для питания КЭ была выявлена не герметичность токового ввода клапана, а также требовалась сложная конструкция сальника и кабельного ввода на устье, после замены геофизического кабеля на КРБК закрытие клапана также не произошло.

Также есть и удачный опыт разобщения пластов при совместной добыче. В пяти скважинах спущены компоновки с гидравлическими клапанами, которые регулярно закрываются для замера продукции верхнего пласта. По графику изменения давления, зарегистрированному термоманометрической системой (ТМС) виден процесс закрытия и открытия клапана (пики) и переход скважины в режим накопления при отсечении нижнего объекта (рисунок 18) [21].

Данная скважина работала в режиме накопления до приобщения верхнего пласта. Т. е. данные объекты в отдельности нельзя разрабатывать в

постоянном режиме имеющимся насосным парком, а совместно они работают с параметрами: дебит скважины 24 м³/сут. при динамическом уровне 2000 м.

С помощью данной конструкции можно сокращать периодический фонд скважин.

Проведены испытания компоновки с разобщающим пакером и электромеханическим клапаном, который управляется с помощью станции. управления и отсекает нижний продуктивный горизонт. В результате установлено, что система позволяет замерять параметры верхнего пласта отдельно при заданной депрессии на пласт. В момент замера происходит запись кривой восстановления давления (КВД) нижнего пласта прибором, расположенным в подклапанной зоне, в режиме реального времени. Данные манометра выходят на станцию управления. По КВД можно определять гидродинамические параметры пласта и их изменение во времени.

Планируется усовершенствовать электромеханический клапан – реализовать функцию регулятора расхода жидкости. Клапан-регулятор позволит создавать дифференцированную депрессию на пласты.

Преимущества компоновок с применением одного УЭЦН:

- большие глубины спуска; -
- широкий диапазон суммарной подачи; -
- наработка,
- близкая к обычным скважинам с УЭЦН;
- упрощенный текущий и капитальный ремонт скважин; -
- низкая стоимость оборудования.

Недостатки:

- общая депрессия по пластам;
- взаимное влияние пластов недостаточно изучено.

Для устранения этих недостатков готовится к внедрению компоновка ОРЭ с одним ЭЦН и возможностью отсечения любого пласта. Управление клапанами происходит со станции управления (СУ), клапаны также являются

и регуляторами притока из пластов, можно выставлять на СУ процент закрытия клапана, т. е. создавать оптимальную депрессию по пластам (рисунок 19).

Под каждым клапаном расположены датчики давления и температуры, которые являются индикаторами закрытия и открытия клапанов. При закрытии идет запись кривой восстановления давления (КВД), причем достаточно качественной, т. к. исключается влияние ствола скважины, усложняющее интерпретацию данных.

Применение данной конструкции позволит эксплуатировать скважины, вскрывающие три и более пласта.

Скважины, оснащенные описанной компоновкой, являются полностью автоматизированными, поскольку, при определенных настройках СУ возможно обеспечение закрытия клапанов с необходимой регулярностью и фиксацией отдельных параметров работы пластов в автоматическом режиме. Данная схема является практически универсальной и применима к любой скважине с ОРЭ.

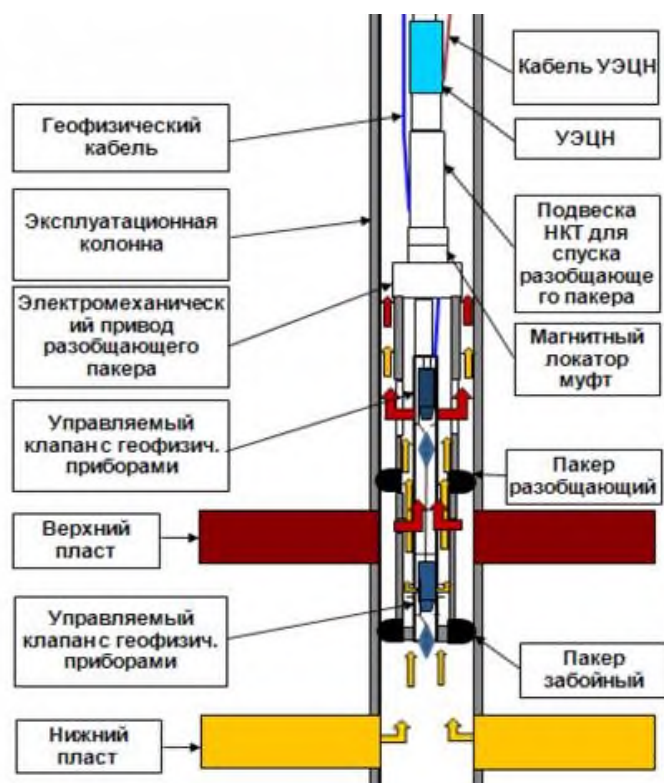


Рисунок 19 - Компоновка ОРЭ с одним ЭЦН и возможностью отсечения любого пласта

Дополнительно возможно проведение термогидродинамических исследований по определению влияния работы пластов друг на друга при совместной работе на основе полученных термограмм датчиков температуры. В основе метода лежит уравнение сохранения энергии Э.Б. Чекалюка. При стационарной фильтрации флюида термодинамические эффекты (адиабатический, дроссельный) позволяют определить коэффициент вклада каждого пласта в суммарный дебит скважины. Сводные термограммы, зарегистрированные приборами, установленными в интервалах пластов, позволяют определить интенсивность притока из каждого пласта в отдельности и количественный вклад в общую работу скважины. Результаты термодинамических исследований показывают влияние притоков с разных пластов друг на друга в стволе скважины.

Важным фактом является то, что любая остановка скважины (даже не запланированная, по техническим причинам) используется для термогидродинамического исследования. Это позволяет в динамике отследить изменение фильтрационных характеристик каждого пласта, таких как: гидропроводность; проницаемость; скин-фактор и др.

Таким образом, авторами поэтапно реализуется проект по разработке информационной системы для эффективной разработки многопластового месторождения.

При положительных результатах опытно-промышленных работ формируется следующая сетка скважин многопластового месторождения:

- ковром располагаются скважины ОРЭ с отсечением одного пласта;
- возможно размещение скважин и без разобщения пластов, как наиболее дешевый вариант конструкции;
- по опорной сети располагаются скважины ОРЭ с отсечением двух пластов.

2.5 Вывод

В данной главе был рассмотрен опыт применения ОРЭ в Западной Сибири. Данный анализ позволил сделать ряд выводов.

На опыте внедрения ОРЭ Тевлинско-Русскинском месторождении рекомендуется механизированный способ с применением насосных установок ЭЦН и ШГН. В качестве основного способа добычи рекомендуются ЭЦН. Предлагается компоновка УОРЭП- ЭЦН. Для проведения ОПИ предлагается компоновка 1ПРОК-ОРЭ с двумя электроклапанами УЭЦН производства НПФ «Пакер». В скважинах с низким притоком предлагается проведение ОПИ компоновки 1ПРОК-ОРЭ с электроклапаном для УШГН производства НПФ «Пакер».

Минимальные забойные давления в добывающих скважинах по объектам рекомендуется поддерживать на уровне не ниже 6,5 Мпа.

На Приобском месторождении основной задачей является изоляция пластов путем спуска актуальных пакерных компоновок. Что позволит:

- повысить нефтеотдачу и дебиты скважины за счет дополнительного вовлечения в разработку низкопроницаемых пластов;
- увеличить степень охвата и интенсивность освоения многопластового месторождения путем раздельного вовлечения в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов-прослоев;
- интенсифицировать процесс регулирования отборов и закачки во времени и по разрезу скважины;
- увеличить рентабельный срок разработки месторождения;
- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента;
- оперативно управлять полем пластовых давлений, регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
- предотвращать вредное воздействие растворов глушения на ПЗП, отсекай пласты (изолировать скважинную установку от пласта) без отрицательного техногенного воздействия на них.

Измерение данных в работающей скважине позволит с наименьшими рисками потери запасов выбирать скважины для проведения селективной изоляции. Кроме того, мероприятия позволят регулировать закачку, оптимизировать заводнение, выровнять профили приемистости и текущую компенсацию, вовлекать недренируемые запасы и увеличить КИН.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» применение ОРЭ на период рассмотрения не дало значительного прироста дебита. Наиболее изучаемый вопрос: как длительное время целесообразнее вырабатывать низкопроницаемый пласт возвратным фондом. Т. е., при кратности проницаемости больше 1/20 лучше сначала применять технологию ОРЭ, а затем возвратный фонд.

Применение ОРЭ для двух пластов, которые отличаются между собой кратностью проницаемостей до 5, не приводит к существенному увеличению КИН, но значительно позволяет увеличить текущую добычу, следовательно, повышается интенсивность добычи первых лет, что, в свою очередь, улучшает экономические показатели (окупаемость проекта). Но на конечную выработку запасов это не влияет.

При слишком большой разнице проницаемостей планируемый эффект не достигнут.

В ОАО «Сургутнефтегаз» проходят опытно-промысловые работы по эксплуатации одно и двух- насосных систем ОРЭ:

- ШГН+ЭЦН 14 ед.;
- ЭЦН+ЭЦН 2 ед.;
- ЭЦН с гидравлическим клапаном 5 ед.;
- ЭЦН с электромагнитным клапаном 1 ед.;
- ЭЦН с электромеханическим клапаном 1 ед.;
- разрабатывается универсальная компоновка ОРЭ;
- уделяется внимание изучению взаимовлияния продуктивных пластов при совместной работе;

- по результатам исследований вырабатываются критерии допустимости совместной работы пластов.

Применение рассмотренной конструкции позволит эксплуатировать скважины, вскрывающие три и более пласта.

Скважины, оснащенные описанной компоновкой, являются полностью автоматизированными, поскольку, при определенных настройках СУ возможно обеспечение закрытия клапанов с необходимой регулярностью и фиксацией отдельных параметров работы пластов в автоматическом режиме. Данная схема является практически универсальной и применима к любой скважине с ОРЭ.

3 ИННОВАЦИИ В МЕТОДАХ ОДНОВРЕМЕННО – РАЗДЕЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

3.1 Патент RU2738921C1

Автор патента: Мингазетдинов Фавасим Анвартдинович.

Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Российский патент 2020 года по МПК E21B43/14. Описание патента на изобретение

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к скважинным насосным установкам.

Техническими задачами, решаемыми предлагаемой установкой, являются упрощение конструкции и уменьшение поперечных габаритов установки.

Поставленная техническая задача решается установкой для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов, включающей штанговый насос с плунжером и цилиндром, с боковым отверстием, сообщенным с дополнительным всасывающим клапаном, разделительный поршень и дополнительный нагнетательный клапан

Новым является то, что разделительный поршень выполнен со сквозным продольным каналом, сообщающим над- и под- поршневые пространства, в котором размещен дополнительный клапан, а на нижнем торце плунжера установлен толкатель для взаимодействия с этим клапаном.

Новым является также то, что дополнительный клапан выполнен с подпружиненным вверх к седлу шариком.

Новым является также то, что шарик прижимает к седлу груз через рычажный механизм.

Новым является также то, что дополнительный клапан выполнен золотниковым, также с использованием пружины или груза с рычажным механизмом.

На рисунке 20а,б показана схема установки с подпружиненным клапаном в положениях, когда дополнительный нагнетательный клапан закрыт и открыт толкателем.

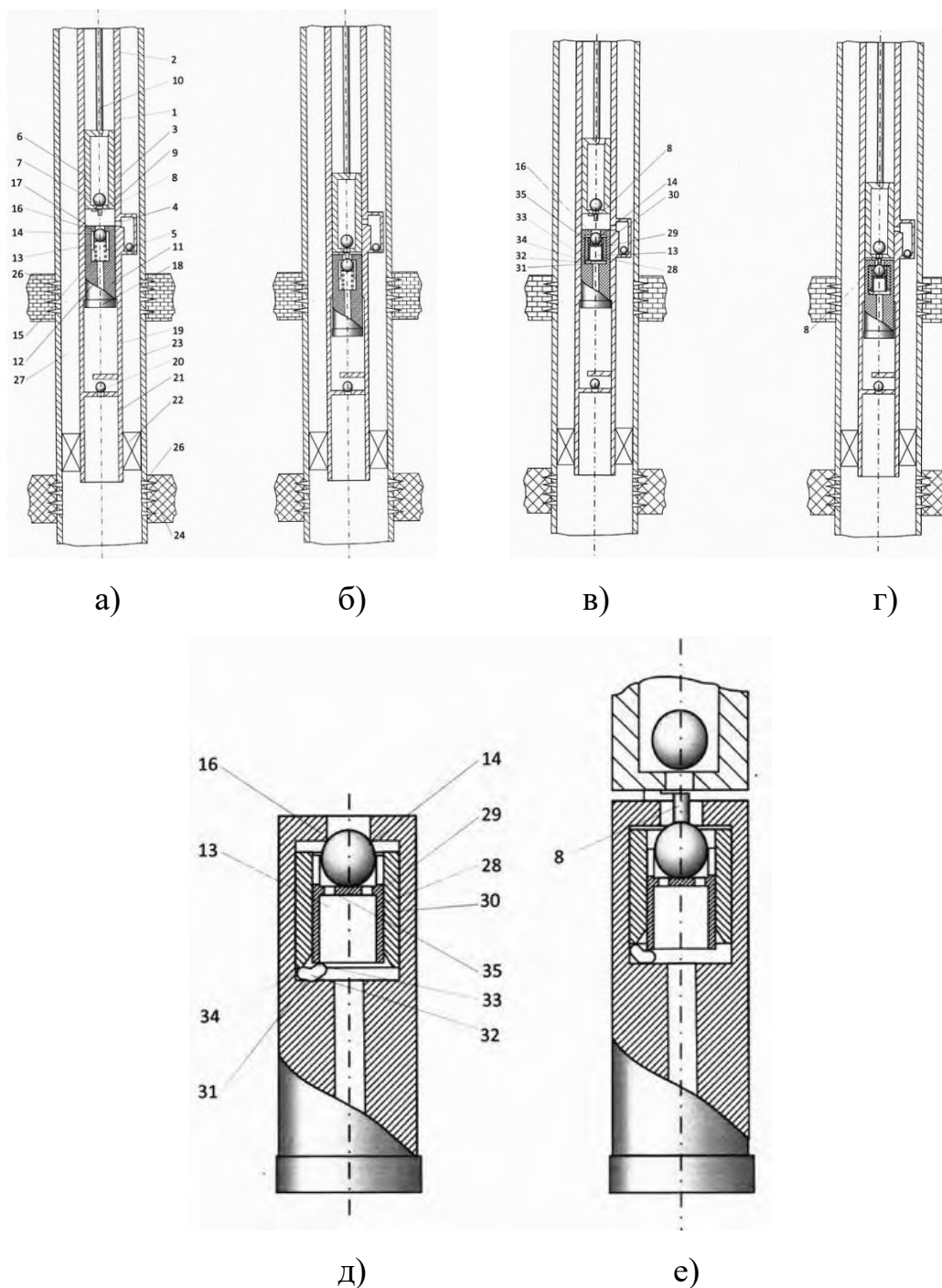


Рисунок 20 - Схема установки с подпружиненным клапаном.

На рисунке 20 в,г показана схема установки с рычажным механизмом и грузом в положениях, когда дополнительный нагнетательный клапан закрыт и открыт толкателем.

На рисунке показан в увеличенном масштабе разделительный поршень с рычажным дополнительным нагнетательным клапаном в открытом и закрытом положениях, соответственно.

Установка (рис. 20а,б) содержит насос 1, спущенный на колонне лифтовых труб 2, в цилиндре 3 которого выполнено боковое отверстие 4, сообщенное с дополнительным всасывающим клапаном 5. Внутри цилиндра 3 перемещается плунжер 6 с нагнетательным клапаном 7 и толкателем 8 на нижнем торце 9, спущенный на обычных штангах 10. Ниже плунжера 6 размещен разделительный поршень (РП) 11 со сквозным продольным каналом 12, в котором установлен дополнительный нагнетательный клапан 13 в виде шара 14, прижатого пружиной 15 к седлу 16 в верхнем торце 17 РП 11. В нижней его части установлен ограничитель 18 перемещения вверх, обеспечивающий в верхнем положении достижение верхним торцом 17 отверстия 4 в цилиндре 3. К низу цилиндра 3 присоединен удлинитель 19 с основным всасывающим клапаном 20.

Удлинитель 19 соединен с хвостовиком 21, на котором спущен пакер 22, установленный в эксплуатационную колонну 23 скважины и разделяющий продуктивные пласты нижний 24 и верхний 25, сообщенные перфорацией 26 с внутренней полостью 27 эксплуатационной колонны 23.

В установке с использованием груза и рычага (рисунок 20 в,г,д,е) шар 14 клапана 7 помещен в клетку 28, которая концентрично размещена внутри втулки-груза 29, которая, в свою очередь, помещена в расточку 30 канала 12. На уступе 31 расточки размещен рычаг 32, взаимодействующий своими плечами 33 и 34 с нижними торцами втулки-груза 29 и клетки 28 с перегородкой 35 для шара 14.

Работает установка следующим образом.

При движении плунжера 6 вверх (а) по цилиндру 3 под действием штанг 10 ниже бокового отверстия 4, нагнетательный клапан 7 закрыт образующееся ниже него разрежение увлекает за собой РП 11 с закрытым дополнительным нагнетательным клапаном 13, т.к. шар 14 прижат пружиной 15 к седлу 16. При этом основной всасывающий клапан 19 открыт и происходит всасывании продукции нижнего пласта 24 из-под пакера 22 через хвостовик 21.

При достижении верхним торцом 17 РП 11 бокового отверстия 4 РП 11 останавливается ограничителем 19. Дальнейшее перемещение плунжера 6 приводит к всасыванию в цилиндр 3 насоса 1 через боковое отверстие 4, дополнительный всасывающий клапан 5, внутреннюю полость эксплуатационной колонны 27 и перфорацию 26, продукции верхнего пласта 25. При всем цикле движения плунжера 6 вверх одновременно происходит вытеснение продукции обоих пластов 24 и 25 вверх по лифтовым трубам 2.

После достижения верхней мертвой точки привода плунжер 6 движется вниз, нагнетательный клапан 7 открыт, и продукция пласта 25 перетекает в надплунжерное пространство цилиндра 3.

При достижении нижним торцом 9 плунжера 6 верхнего торца 17 РП 11 толкатель 8 принудительно открывает дополнительный нагнетательный клапан 13, отжав шар 14 от седла 16 и сжимая пружину 15. Продукция нижнего пласта 24 перетекает через открытые клапаны 7 и 13, канал 12 в надплунжерное пространство. После достижения нижней мертвой точки плунжер 6 начинает двигаться вверх. При этом, как уже говорилось выше, происходит подача продукции обоих пластов 24 и 25 вверх и всасывание продукции нижнего пласта 24 в насос 1, цикл повторяется.

Установка с использованием груза и рычага (рисунок 20 в, г, д, е) работает аналогично, при достижении нижним торцом 9 плунжера 6 верхнего торца 17 РП 11 толкатель 8 принудительно открывает дополнительный нагнетательный клапан 13, отжав шар 14 от седла 16, толкает вниз через шар 14 и перегородку 35 клетку 28, которая нижним торцом нажимает на плечо

33 рычага 32, последний поворачиваясь другим плечом 34 приподнимает втулку-груз 29. В дальнейшем, когда толкатель 8 выйдет из клапана 13 и освободит шар 14, втулка-груз 29 снова через рычаг 32, клетку 28 перегородкой 35 вернет шар 14 на седло 16 и закроет клапан 13.

Отбор жидкости в установке регулируют положением хода плунжера 6 относительно бокового отверстия 4, поднятие подвески вверх приводит к увеличению отбора из верхнего пласта 25 и уменьшению отбора из нижнего пласта 24. При опускании подвески вниз все происходит наоборот - увеличение из нижнего 24 и уменьшение из верхнего 25 отборов продукции пластов.

Регулирование общего дебита насосов производят изменением частоты качаний и длины хода привода.

Поскольку открытие дополнительного нагнетательного клапана 13 производится принудительно возможен его вариант в золотниковом исполнении.

Вместо шарика поршень золотникового клапана переводит и удерживает в закрытом состоянии пружина или груз через рычаг, а открывает также толкатель на нижнем торце плунжера [22].

Таким образом предлагаемое изобретение позволяет значительно упростить конструкцию установки, а также уменьшить ее поперечные габариты и использовать в скважинах малого диаметра.

3.2 Патент RU2715130C1

Авторы патента: Гарифов Камиль Мансурович, Кадыров Альберт Хамзеевич, Глуходед Александр Владимирович, Балбошин Виктор Александрович, Рахманов Илгам Нухович, Сираев Марат Динисович.

Штанговый насос с возможностью прямой промывки (варианты).

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к скважинным штанговым насосам, работающим как в вертикальных, так и в наклонно-направленных скважинах.

Техническими задачами, решаемыми предлагаемым штанговым насосом с возможностью прямой промывки (ШНВП), являются упрощение конструкции и повышение надежности его работы.

Технические задачи решаются штанговым насосом с возможностью прямой промывки, содержащим цилиндр, размещенный в полости цилиндра полый плунжер, всасывающий и нагнетательный клапаны, установленные соответственно в полостях цилиндра и плунжера, включающие корпус с шаром и седлом, толкатель, установленный с возможностью подъема шара нагнетательного клапана при опускании плунжера ниже нижней мертвой точки и приводящий в действие механизм перемещения шара всасывающего клапана.

По первому варианту новым является то, что корпус всасывающего клапана выполнен с направляющими для шара, исключающими его боковое перемещение, и окнами, а механизм перемещения шара всасывающего клапана выполнен в виде цанги, одетой на корпус клетки всасывающего клапана, с возможностью ограниченного перемещения вниз, лепестки цанги размещены в окнах и в нижней части выполнены с наружными выступами и внутренними - в виде клина, взаимодействующими с шаром между его большим в плоскости перпендикулярной оси клапана кругом и седлом, на корпус всасывающего клапана и цангу одет вверх дном стакан, дно стакана жестко соединено с толкателем, боковая поверхность стакана выполнена с

окнами для жидкости, а нижний торец стенок стакана выполнен с внутренней конической поверхностью, взаимодействующей с наружными выступами лепестков цанги, причем дно стакана подпружинено вверх относительно корпуса всасывающего клапана.

По второму варианту новым является то, что корпус всасывающего клапана выполнен с направляющими на внутренней поверхности и перегородкой с отверстиями, ограничивающими осевое перемещение шара, а механизм перемещения шара всасывающего клапана выполнен в виде подпружиненного вниз захвата, корпус которого жестко соединен с тягами, выполненными с выступами на нижнем конце, а корпус захвата выполнен с возможностью взаимодействия через рычаг и пята с подпружиненным вверх толкателем.

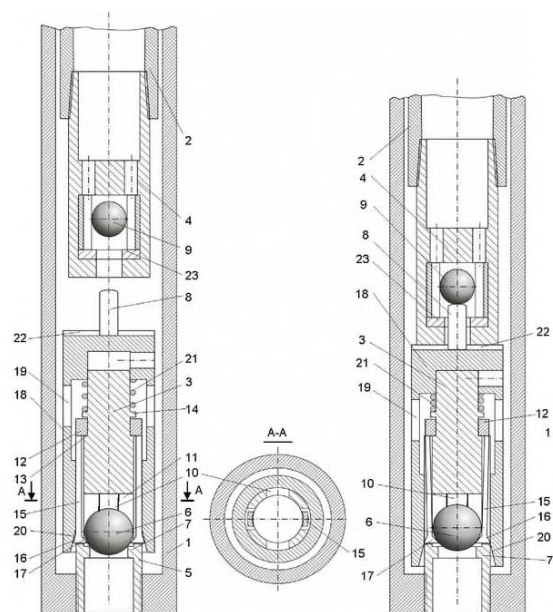
На рисунке 21 а показана схема ШНВПП с цанговым механизмом в рабочем положении.

На рисунке 21 б показан поперечный разрез А-А насоса.

На рисунке 21 в показана схема ШНВПП с цанговым механизмом в положении промывки.

На рисунке 21 г показана схема ШНВПП с рычажным механизмом перемещения шара всасывающего клапана в рабочем положении.

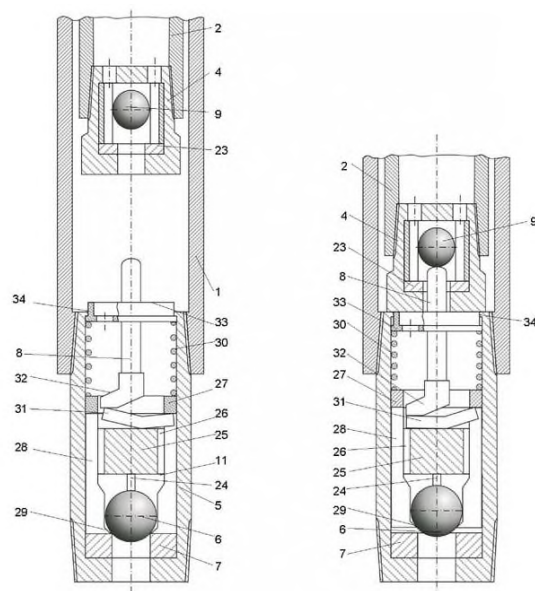
На рисунке 21 д показана схема ШНВПП в положении промывки.



а)

б)

в)



г)

д)

Рисунок 21 - Схемы ШНВПП:

а) показана схема ШНВПП с цанговым механизмом в рабочем положении.

б) показан поперечный разрез А-А насоса.

в) показана схема ШНВПП с цанговым механизмом в

г) схема ШНВПП с рычажным механизмом перемещения шара всасывающего клапана в рабочем положении.

д) показана схема ШНВПП в положении промывки.

По первому варианту штанговый насос с возможностью прямой промывки (рисунок 21 а-в) содержит удлинитель цилиндра 1, полый плунжер 2, всасывающий 3 и нагнетательный 4 клапаны, установленные соответственно в полостях удлинителя цилиндра 1 и плунжера 2. Всасывающий клапан 3 содержит корпус 5 с шаром 6 и седлом 7, толкатель 8, установленный с возможностью подъема шара 9 нагнетательного клапана 4 при опускании плунжера 2 ниже нижней мертвой точки и приводящий в действие механизм перемещения шара 6 всасывающего клапана 3.

Корпус 5 всасывающего клапана присоединен резьбой к удлинителю цилиндра 1 и выполнен с четырьмя окнами 10 во внутреннюю полость 11, выполненную с внутренним диаметром немного больше диаметра шара 6 всасывающего клапана 3, обеспечивающим его центровку относительно седла 7 и исключаяющим его боковое перемещение и, соответственно, выполняющим роль направляющих. Механизм перемещения шара всасывающего клапана выполнен в виде цанги 12, одетой на корпус 5 всасывающего клапана 3, с возможностью ограничения перемещения вниз выступом 13 корпуса 5, а вверх - кольцевым выступом 14. Два лепестка 15 цанги 12 размещены в двух противоположно расположенных окнах 10 и в нижней части выполнены с наружными выступами 16 и внутренними - в виде клина 17, взаимодействующими с шаром 6 между его большим в плоскости перпендикулярной оси клапана 3 кругом и седлом 7. На корпус 5 и цангу 12 одет вверх дном стакан 18, дно которого выполнено с толкателем 8 в виде цилиндрического выступа, боковая поверхность стакана 18 выполнена с окнами 19 для жидкости, а нижний торец его стенок выполнен с внутренней конической поверхностью 20, взаимодействующей с наружными выступами 16 лепестков 15 цанги 12, причем дно стакана 18 подпружинено вверх относительно корпуса 5 пружиной 21 и выполнено с радиальными пазами 22. Толкатель 8 предназначен для взаимодействия с шаром 9 нагнетательного клапана 4 плунжера 2 с седлом 23.

По второму варианту штанговый насос с возможностью прямой промывки с рычажным механизмом перемещения (рисунок 21 г, д) содержит удлинитель цилиндра 1, плунжер 2, всасывающий 3 и нагнетательный 4 клапаны, установленные соответственно в полостях удлинителя цилиндра 1 и плунжера 2, и толкатель 8, установленный с возможностью подъема шара 9 нагнетательного клапана 4 при опускании плунжера 2 ниже нижней мертвой точки и приводящий в действие механизм перемещения шара 6 всасывающего клапана 3.

Корпус 5 всасывающего клапана 3 с шаром 6 и седлом 7 присоединен резьбой к удлинителю цилиндра 1. На внутренней поверхности полости 11 корпуса 5 всасывающего клапана 3 выполнены направляющие 24 и перегородка 25, ограничивающая осевое перемещение шара 6, с каналами 26, через которые от корпуса 27 захвата, представляющего собой механизм перемещения шара 6 всасывающего клапана 3, проходят тяги 28 с выступами в виде утолщений 29 на нижнем конце. Тяги 28 также выполняют роль дополнительных направляющих. Корпус 27 захвата подпружинен вниз пружиной 30 и выполнен с возможностью взаимодействия через рычаг 31 и пята 32 с подпружиненным вверх толкателем 8. Точка опоры рычага размещена на ограничивающей перегородке 25.

Другим плечом рычаг 31 взаимодействует с подпружиненным той же пружиной 30 вверх через его перфорированный упор 33 толкателем 8 с пятой 32.

Над упором 33, ограниченным вверх кольцевым выступом 34 корпуса 3 всасывающего клапана, продолжается толкатель 8.

По первому варианту ШНВПП работает следующим образом.

В обычном режиме работы насоса при ходе плунжера 2 вверх всасывающий клапан 3 открыт перепадом давления и его шар 6 находится в верхнем положении, а нагнетательный - закрыт, и его шар 9 находится на седле 23. При ходе вниз все, наоборот.

Для осуществления прямой промывки насоса останавливают привод (на рисунках не показан) в нижней мертвой точке и с его помощью опускают колонну штанг ниже мертвой точки до упора.

При этом толкатель 8 (рисунок 21 а-в) входит через седло 23 внутрь нагнетательного клапана 4 плунжера 2 и приподнимает шар 9 с седла 23.

Далее нижний торец нагнетательного клапана 4 упирается в дно стакана 18 и перемещает его вниз, сжимая пружину 21. При этом внутренняя коническая поверхность 20 нижнего торца стенок стакана 18 вдавливают выступы 16 на конце лепестков 15 цанги 12, изгибает лепестки 15 до контакта внутренних клиновых выступов 17 с шаром 6 ниже его большого диаметра и надавливает на него. При дальнейшем движении вниз клиновые выступы 17, действуя с двух сторон, поднимают шар 6 с седла 7. При достижении выступами 16 верхней точки конической поверхности 20 дно стакана 18 упирается в верхний торец корпуса 5. В этом положении шары 6 и 9 обоих клапанов максимально подняты, а клапаны максимально открыты для прохода жидкости в любом направлении.

Далее через колонну лифтовых труб (на рисунке. не показана) производят закачку жидкости для промывки клапана или закачку реагента для обработки призабойной зоны продуктивного пласта.

При этом закачиваемая в трубы жидкость проходит плунжер 2, далее через зазор между шаром 9 и седлом 23 нагнетательного клапана, далее через зазор между седлом 23 и толкателем 8 и пазы 22 в полость удлинителя цилиндра 1, затем через окна 19 стакана 18, окна 10 корпуса 5 всасывающего клапана и его внутреннюю полость 11, зазор между шаром 6 и седлом 7 в полость скважины, а далее закачивается в пласт при обработке призабойной зоны или через межтрубное пространство скважины на поверхность при промывке. При использовании в установках с пакером, например, при одновременно-раздельной добыче, жидкость после всасывающего клапана через хвостовик попадает в подпакерное пространство и далее в продуктивный пласт.

После окончания промывки плунжер 2 переводят в рабочее положение. Толкатель 8 выходит из нагнетательного клапана 4, шар 9 садится на седло 23, пружина 21 поднимает вверх стакан 18, лепестки 15 цанги 12 и его клиновые выступы 17 за счет упругости расходятся, освобождая шар 6, который по корпусу 5 садится в седло 7 независимо от наклона скважины.

По второму варианту ШНВПП с рычагом работает следующим образом.

В обычном режиме работы насоса при движении плунжера 2 (рисунок 21 г, д) вниз шар 9 поднят над седлом 23 и нагнетательный клапан открыт, а шар 6 всасывающего клапана 3 сидит на седле 7 и клапан закрыт, а при движении вверх наоборот.

Для осуществления прямой промывки насоса привод останавливают и опускают колонну штанг ниже нижней мертвой точки, плунжер 2 опускается вниз, цилиндрический толкатель 8 входит сквозь седло 23 внутрь нагнетательного клапана 4 и поднимает шар 9 над седлом 23, при этом нижний торец клапана 4 упирается в перфорированный упор 33 толкателя 8, перемещая его вниз и сжимая пружину 30, а пята 32 толкателя перемещает вниз плечо рычага 31, который другим плечом перемещает вверх корпус 27 захвата, сжимая ту же пружину 30 и перемещая присоединенные к нему тяги 28, которые своими выступами 29 поднимают шар 6 с седла 7, образуя кольцевой зазор.

Далее производят закачку жидкости для промывки или обработки призабойной зоны скважины по лифтовым трубам, которая проходит через плунжер 2, зазоры между шаром 9, седлом 23 и толкателем 8, далее через перфорированный упор 33, проход корпуса 27 захвата, каналы 26 ограничивающей перегородки 25, внутреннюю полость 11 корпуса 5 всасывающего клапана 3 и, наконец, через кольцевой зазор между седлом 7 и шаром 6 в полость скважины или хвостовик, а затем подпакерное пространство.

После окончания промывки плунжер 2 переводят в рабочее положение. Толкатель 8 выходит из нагнетательного клапана 4, шар 9 садится на седло 23, пружина 30, упираясь в корпус 27 захвата, поднимает толкатель 8 до упора перфорированного упора 33 в кольцевой выступ 34, при этом пружина 30 также перемещает вниз корпус 27 захвата с тягами 28 до упора их в седло 7, рычаг 31 принимает исходное положение, а шар 6 по направляющим 24 садится в седло 7 независимо от наклона скважины.

После этого, вернув плунжер в нижнюю мертвую точку, запускают привод насоса.

Таким образом оба предлагаемых варианта конструкции обеспечивают надежное открытие канала промывки и беспрепятственный возврат к обычной работе насоса.

Тяги захвата 28 с утолщениями 29 у рычажного и выступы 16 и 17 штангового механизмов обеспечивают поднятие шара 6 при перепадах 20 МПа и более.

Количество тяг 28 и лепестков 15 штанги 12 может быть и более двух, если прочности двух окажется недостаточно. Толкатель 8 может быть изготовлен как продолжение корпуса 5 клапана, проходящее через отверстие в дне стакана 18 [23].

Конструкции штангового насоса с возможностью прямой промывки обеспечивают высокую надежность в работе как в вертикальных, так и в наклонно-направленных скважинах, просты в изготовлении.

3.3 Анализ патентов RU2715130C1 и RU2738921C1

Достоинства, недостатки и особенности патентов RU2715130C1 и RU2738921C1 представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Достоинства, недостатки и особенности патентов

	RU2738921C1	RU2715130C1
Достоинства	Предлагаемое изобретение позволяет значительно упростить конструкцию установки, а также уменьшить ее поперечные габариты и использовать в скважинах малого диаметра.	Конструкции штангового насоса с возможностью прямой промывки обеспечивают высокую надежность в работе как в вертикальных, так и в наклонно-направленных скважинах, просты в изготовлении.
Недостатки	Недостатками являются ненадежность работы штангового насоса при неполном закрывании клапана и возможность полной потери работоспособности в наклонных скважинах из-за отсутствия, направляющих для шара, т. к. для открытия толкателя шар должен иметь возможность смещения вбок.	Сложность конструкции и большие габариты из-за наличия наружных боковых каналов, сообщающих подпоршневое пространство с надплунжерным пространством через дополнительный нагнетательный клапан и боковое отверстие в цилиндре с одним из пластов.
особенности	<p>Регулирование общего дебита насосов производят изменением частоты качаний и длины хода привода.</p> <p>Поскольку открытие дополнительного нагнетательного клапана 13 производится принудительно возможен его вариант в золотниковом исполнении.</p> <p>Вместо шарика поршень золотникового клапана переводит и удерживает в закрытом состоянии пружина или груз через рычаг, а открывает также толкатель на нижнем торце плунжера.</p>	<p>корпус всасывающего клапана выполнен с направляющими для шара, исключаящими его боковое перемещение, и окнами, а механизм перемещения шара всасывающего клапана выполнен в виде цанги, одетой на корпус клетки всасывающего клапана, с возможностью ограниченного перемещения вниз, лепестки цанги размещены в окнах и в нижней части выполнены с наружными выступами и внутренними - в виде клина, взаимодействующими с шаром между его большим в плоскости перпендикулярной оси клапана кругом и седлом, на корпус всасывающего клапана и цангу одет вверх дном стакан, дно стакана жестко соединено с толкателем, боковая поверхность стакана выполнена с окнами для жидкости, а нижний торец стенок стакана выполнен с внутренней конической поверхностью, взаимодействующей с наружными выступами лепестков цанги, причем дно стакана подпружинено вверх относительно корпуса всасывающего клапана.</p>

При рассмотрении патентов RU2715130C1 и RU2738921C1 не целесообразно принимать решение о преимуществе одного способа ремонта скважин, оборудованных погружными насосами над другим, так как методы принципиально отличаются друг от друга и в разных условиях (состав нефти, вязкость, наличие оседающих примесей и т. д.) показывают разные результаты работы. Способ с возможностью прямой промывки более

дорогостоящий и сложный, но менее требовательный к среде, в которой он работает и положению устройства в пространстве. Вариант эксплуатации в наклоне дает большую вариативность использования. Способ с направляющими на внутренней поверхности и перегородкой с отверстиями более прихотлив к рабочей среде, а его стоимость в изготовлении, монтаже и эксплуатации может заинтересовать множество нефтяных предприятий использовать именно его. Существует в патенте вариант, позволяющий отклоняться относительно вертикали, но конечная стоимость установки может оказаться не привлекательной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-266в2	Гареев Замир Загитович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Состав затрат:</i> <ul style="list-style-type: none"> • Амортизационные отчисления – 19613,93 руб. • Затраты на материалы 1952580 руб. • Оплата труда 258080,6 руб. • Отчисления во внебюджетные фонды 80521,13руб. • Накладные расходы 462159,132руб. <i>Всего затрат: 2772954,79 руб.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Северный коэффициент – 50%</i> <i>Районный коэффициент – 70%</i> <i>Всего надбавок: 140235,6 руб..</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Прирост суммы налоговых выплат за первый год: 648457,05.</i> <i>Налог на прибыль (20%) 164317433,32</i> <i>Общая сумма отчислений во внебюджетные фонды: 80521,1316 руб.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта</i>

Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН Определение затрат на проведение мероприятия
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. Анализ чувствительности NPV	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Клемашева Елена Игоревна	к. э. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-266в2	Гареев Замир Загитович		

4 ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

4.1 Предпроектный анализ

4.1.1 Технико-экономическое обоснование проекта

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (1)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;

T – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;

N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 11,9 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 122530,14 \text{ т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч_{ппп}}, \quad (2)$$

где $\Delta ПТ$ – повышение производительности труда, руб./чел;

ΔQ – прирост добычи, т.

$Ц_n$ – цена одной тонны нефти, руб. (по данным сайта <https://nefturals.ru/> по состоянию на 23.03.2021 текущая стоимость российской нефти ориентировочно 60,75 долларов за баррель. Учитывая, что 1 баррель = 136,4 кг (7,33 барреля = 1 тонна), курс ЦБ РФ на 23.03.2021 составляет 1 долл=74,61 получаем: Цена 1 тонны нефти (ЮРАЛС) = 60,75*74,61 *7,33 =33223,64руб.);

$Ч_{ппп}$ – среднесписочная численность ППП, чел;

$$\text{ДПТ} = 122530,14 \cdot 33223,64 / 5099 = 798371,69 \text{ руб./чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{\text{отд}} = 122530,14 \cdot 33223,64 / 6865000000 - 0,59 \text{ руб./руб.} \quad (3)$$

где $\Delta \Phi_{\text{отд}}$ – прирост фондоотдачи;

$\Phi_{\text{опф}}$ – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\text{Д}\Phi_{\text{отд}} = 122530,14 \cdot 33223,64 / 6865000000 = 0,59 \text{ руб./руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = \frac{Z_{\text{пос}}}{Q} - C \quad (4)$$

где ΔC – снижение себестоимости добычи нефти;

$Z_{\text{пос}}$ – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$C = \frac{Z_{\text{у/пер}}}{Q} + C_{\text{до}} \quad (5)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

Q – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пос}} = 10404400 \cdot 2502,4(100-66)/100 = 8852229990 \text{ руб.}$$

$$\Delta C = 8852229990 \cdot (1/10404400 - 1/(10404400 + 122530,14)) = 9,90 \text{ руб./т}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta \Pi_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (6)$$

где $\Delta \Pi_{\text{рп}}$ – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;

$\Delta Q_{\text{р}}$ – дополнительно реализованная нефть, т;

C – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;

ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$ДП_{\text{рп}} = 122530,14 * (28472,32 - (2502,4 - 9,90)) = 3183311511 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta П_{\text{ч}} = \Delta П_{\text{рп}} - Н_{\text{пр}}, \quad (7)$$

где $Н_{\text{пр}}$ – величина налога на прибыль, руб. (согласно п. 1 ст. 284 Налогового Кодекса РФ ставка налога на прибыль составляет 20 %).

$$ДП_{\text{ч}} = 3183311511 - 20/100 * 3183311511 = 2546649209 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 2546649,2 тыс.руб [24].

4.1.2 Расчет времени на проведение мероприятий по установке УЭЦН

Дебит скважин по сравнению с прошлыми годами падает, что дает основанием использовать на скважинах электроцентробежные насосы с меньшей подачей.

При эксплуатации скважин УЭЦН М-30-1300 повышается межремонтный период и наработка на отказ.

Переводим подачу на 30 м/сут. После данного мероприятия получаем насос с подачей 30 м/сутки для использования на маломощных скважинах. За счет этого получаем экономию денежных средств, так, как не приходится запускать с заводов электроцентробежные насосы для маломощных скважин.

Определим нормы времени для установки УЭЦН на месторождения.

Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: подготовительные работы, исследование состояния скважины, спуск и установка пакера с проходным отверстием на колонне НКТ либо с использованием канатной техники, на втором этапе производятся монтаж и

спуск нижней УЭЦН (в кожухе) и верхней УЭЦН (на разветвителе Y-Tool) на внешней колонне НКТ. На финальном этапе спускается внутренняя колонна НКТ с нижней уплотнительной манжетой, за счет чего достигается герметичное разобщение продукции верхнего и нижнего продуктивного интервала в разветвителе Y-Tool.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Сборник Е28» время на выполнение мероприятия представлено в таблице 4 [25].

Таблица 4 - Время на выполнение мероприятия

Операция	Общее время, ч
Подготовительные работы	18
Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину	2
Монтаж и спуск нижней УЭЦН	15
Монтаж и спуск верхней УЭЦН	10
Спуск внутренней колонны НКТ	4
Итого:	49

Общее время на мероприятие по УЭЦН будет равно 49 ч.

Таблица 5 - Диаграмма Ганта

№	Исполнители	Длительность	часы работы				
			1-10	11-20	21-30	31-40	41-49
1	Мастер	Подготовительные работы					
2	Бурильщик	Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину					
3	Машинист	Монтаж и спуск нижней УЭЦН					
4	Помощник бур.	Монтаж и спуск верхней УЭЦН					
5	Супервайзер	Спуск внутренней колонны НКТ					
6	Геофизик						
		Технолог					
		Мастер					
		Бурильщик					
		Машинист					
		Помощник бур.					
		Супервайзер					
		Геофизик					

4.2 Бюджет разработки

4.2.1 Затраты на амортизационные отчисления

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства РФ от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 6 - Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Установка УЭЦН 30-1300	24570000	13,5	3316950	378,65	1	49	18553,7158
Гидрозащита	1300000	9	117000	13,36	1	49	654,452055
Кабель погружной	260000	11,3	29380	3,35	1	49	164,340183
Газосепаратор	195000	10	19500	2,23	1	49	109,075342
Термоманометр ич. система	91000	8	7280	0,83	1	49	40,7214612
Трансформатор	156000	10,5	16380	1,87	3	49	91,6232877
Итого	19613,9281 руб.						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при установке УЭЦН и комплектующих составляют 19613,93 руб.

4.2.2 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия подрядной организацией Х приведена в таблице 7.

Таблица 7 - Стоимость материалов на установку УЭЦН

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, кг.	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	НКТ, 60мм	40	48750	1950000
2	Кабель	2500 м	104	2580
Итого:				1952580

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 1952580 руб.

4.2.3 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 8 - Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг.Х	Организация Х		Организация.Х	Организация.Х	Организация.Х
Технолог	8	1	455	49	22295	26531,05	48826,05
Мастер	7	1	390	49	19110	22740,9	41850,9
Бурильщик	5	1	325	49	15925	18950,75	34875,75
Машинист	3	1	234	49	11466	13644,54	25110,54

Помощник бур.	3	1	260	49	12740	15160,6	27900,6
Супервайзер	5	1	520	49	25480	30321,2	55801,2
Геофизик	4	1	221	49	10829	12886,51	23715,51
Итого		7			117845	140235,6	258080,6

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 258080,6 руб.

4.2.4 Затраты на внебюджетные фонды

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 5.7 -5.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 9 - Расчет страховых взносов при установке УЭЦН организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Бурильщик	Машинист	Помощник бурильщика	Супервайзер	Геофизик
Количество работников	1	1	1	1	1	1	1
ЗП, руб.	48826,05	41850,9	34875,75	25110,54	27900,6	55801,2	23715,51
ФСС (2,9%)	1415,9555	1213,676	1011,397	728,2057	809,1174	1618,235	687,7498
ФОМС (5,1%)	2490,1286	2134,396	1778,663	1280,638	1422,931	2845,861	1209,491
ПФР (22%)	10741,731	9207,198	7672,665	5524,319	6138,132	12276,26	5217,412
Страхов. от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	585,9126	502,2108	418,509	301,3265	334,8072	669,6144	284,5861

Всего, руб.	15233,728	13057,48	10881,23	7834,488	8704,987	17409,97	7399,24
Общая сумма, руб.	80521,1316						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 80521,13 руб.

4.2.5 Затраты на проведение мероприятия

На основании исследований определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 10).

Таблица 10 - Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	19613,93
Затраты на материалы	1952580
Оплата труда	258080,6
Отчисления во внебюджетные фонды	80521,13
Накладные расходы (20%)	462159,132
Всего затрат:	2772954,792

Таким образом, затраты на установку УЭЦН и всех комплектующих организацией X составляют 2772954,79 руб.

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти ($\square Q_1$).

Объём дополнительно добытой нефти – 122530,14 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

4.4 Оценка эффективности проекта

Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти ($\square Q_1$).

Объём дополнительно добытой нефти – 122530,14 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_{\Sigma} \cdot N, \quad (3.8)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\Pi}) = 11,9 - (11,9 \cdot 0,75) = 2,975 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\Pi}) = 2,975 - (2,975 \cdot 0,75) = 0,744 \text{ т/сут}$$

$$\Delta Q_2 = 2,975 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 30632,53 \text{ т.}$$

$$\Delta Q_3 = 0,744 \cdot 365 \cdot 31 \cdot 0,91 = 7658,13 \text{ т.}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot \Pi_{\Pi}, \quad (3.9)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

Π_{Π} – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 122530,14 \cdot 28472,32 = 3488717477 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_2 = 30632,53 \cdot 28472,32 = 872179369,2 \text{ руб.}$$

$$\Delta B_3 = 7658,13 \cdot 28472,32 = 218044842,3 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (3.10)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100, \quad (3.11)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 122530,14 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 100 = 202368810,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 30632,53 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 101 = 50592202,62 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 7658,13 \cdot 2502,4 \cdot 66 / 102 = 12648050,66 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{ИМ}} \cdot N_{\text{скв}}, \quad (3.12)$$

где $C_{\text{ИМ}}$ – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{скв}}$ – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1421400 \cdot 31 = 44063400 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 202368810,48 + 44063400 = 246432210,48 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 50592202,62 \text{ руб.}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 12648050,66 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta V_t - \Delta Z_t, \quad (3.13)$$

где ΔV_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3488717477 - 246432210,48 = 3242285266,32 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 872179369,20 - 50592202,62 = 821587166,58 \text{ руб.}$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = 218044842,30 - 12648050,66 = 205396791,64 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_{\text{н/обл } t} \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (3.14)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, % (взять ставку за 2018 год).

$$\Delta N_{\text{пр} 1} = 3242285266,32 \cdot 20/100 = 648457053,26 \text{ руб.}$$

$$\Delta N_{\text{пр} 2} = 821587166,58 \cdot 20/100 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

$$\Delta N_{\text{пр} 3} = 205396791,64 \cdot 20/100 = 41079358,33 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ($\Delta ДП_t$) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta В_t - \Delta З_t - Н_t = \Delta П_{\text{н/обл} t} - Н_t. \quad (3.15)$$

$$\Delta ДП_1 = 3242285266,32 - 648457053,26 = 2593828213,06 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_2 = 821587166,58 - 164317433,32 = 657269733,26 \text{ руб.}$$

$$\Delta ДП_3 = 205396791,64 - 41079358,33 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t. \quad (3.16)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2593828213,06 - 1421400 = 2592406813,06 \text{ руб.}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 657269733,26 \text{ руб.}$$

$$ПДН_3 = \Delta ДП_3 = 164317433,32 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \Delta ПДН_t, \quad (3.17)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 2593828213,06$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 2592406813,06 + 657269733,26 = 3249676546,32 \text{ руб.}$$

$$НПДН_{1-3} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 3249676546,32 + 164317433,32 = 3413993979,64 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \Delta ДП_t / (1 + i)^t, \quad (3.18)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = 2592406813,06 / (1 + 15/100)^1 = 2254266793,96 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_2 = 657269733,26 / (1 + 15/100)^2 = 496990346,51 \text{ руб.}$$

$$ДПДН_3 = 164317433,32 / (1 + 15/100)^3 = 108041379,68 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \Delta \text{ДПДН}_t, \quad (3.19)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2254266793,96 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2254266793,96 + 496990346,51 = 2751257140,47 \text{ руб.}$$

$$\text{ЧТС}_3 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2751257140,47 + 108041379,68 = 2859298520,15 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представить в виде таблицы [26].

Таблица 11 - Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	122,53	30,63	7,66
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3488717,48	872179,37	218044,84
Текущие затраты, тыс. руб.	202368,81	50592,20	12648,05
Прирост прибыли, тыс. руб.	3286348,67	821587,17	205396,79
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	648457,05	164317,43	41079,36
Денежный поток, тыс. руб.	2593828,21	657269,73	164317,43
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2593828,21	657269,73	164317,43
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2593828,21	3251097,95	3415415,38
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2254266,79	496990,35	108041,38
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2254266,79	2751257,14	2859298,52

4.3 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Проводим анализ чувствительности ЧТС проекта к возможным изменениям. Результаты анализа приведены в табл. 12.

Таким образом, наиболее чувствительным ЧТС проекта является к изменению объема добычи нефти. Наименьшее изменение ЧТС наблюдается при изменении величины капитальных затрат. Изменение эксплуатационных затрат также несущественно влияет на изменение ЧТС проекта.

Таблица 12 - Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС	Изменённое значение ЧТС, тыс. р.	Разница	В %	Отношение изменения ЧТС (%) к изменению (%) параметра	Ранг параметра
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2859298,52	2281061,06	-578237,46	-20,22	-1,011	1
Увеличение капитальных вложений на 20%	2859298,52	2852920,76	-6377,76	-0,22	-0,011	3
Увеличение текущих затрат на 20%	2859298,52	2823691,46	-35607,06	-1,25	-0,062	2

	-20%	0	20%	
Объем добычи	-1,011	0	1,011	
Капитальные затраты	0,011	0	-0,011	
Эксплуатационные затраты	0,062	0	-0,062	

Результаты анализа чувствительности отразим графически.

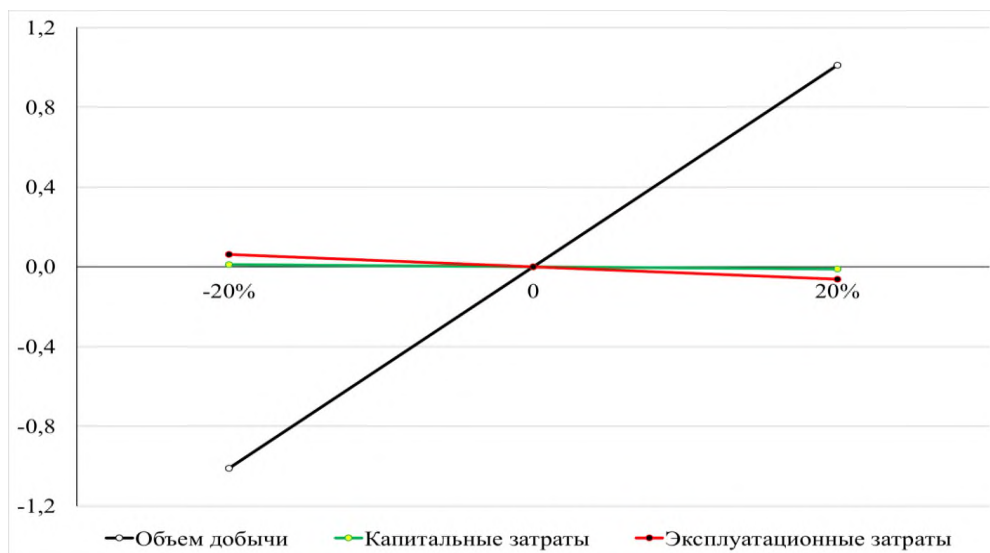


Рисунок 22 - Анализ чувствительности NPV

Таким образом, реализация инновационного мероприятия приведет к росту добычи нефти на 122530,14 тонн в первый год. Это вызовет рост производительности труда на 684196,41 руб./чел. и фондоотдачи на 0,51 руб./руб.

Снижение себестоимости после реализации мероприятия составит 9,9 руб./т., что, несмотря на дальнейшее сокращение объемов добычи нефти приведет к росту чистой прибыли – в первом году рост финансового результата составит 2546649209 руб.

Поток денежной наличности будет снижаться вследствие сокращения объемов добычи нефти с 2592406,8 тыс.руб. в 1 году до 164317,4 тыс.руб. Общая величина накопленного денежного потока составит за 3 года 3415,4 млн.руб., а дисконтированного денежного потока 2859,2 млн. руб.

Реализация проекта генерирует дополнительный поток налогов в размере 853,85 тыс.руб.

Анализ чувствительности результатов проекта к изменению ключевых факторов показал, что наибольшее влияние на ЧТС проекта имеет объем добычи нефти, при изменении которого на +/- 20 % ЧТС проекта меняется на +/-1,011 %. Менее значительным является влияние изменение эксплуатационных затрат, изменение которых на 20 % вызывает

противоположное по направлению изменение ЧТС на 0,62 %. Наименее значительным является влияние изменения капитальных затрат – их изменение на 20 % влечет за собой лишь 0,011 %-е изменение ЧТС проекта.

Таким образом, проект является устойчивым к изменению ключевых факторов и сохраняет свою инвестиционную привлекательность и эффективность при значительном изменении этих факторов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2ббв2	Гареев Замир Загитович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Анализ эффективности применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации пластов на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объектом исследования данной работы является скважина, оборудованная установкой для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) пластов.</p> <p>При обслуживании и эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникать вредные и опасные производственные факторы, влияющие на обслуживающий персонал предприятия.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;</p> <p>РД 09-364-00 «Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах»;</p> <p>ГОСТ 12.0.003-74* «Опасные и вредные факторы».</p> <p>ГОСТ 12.2.016.1-91 - 12.2.016.5-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ);</p>
2. Производственная безопасность 2.1 Анализ выявленных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению 2.2 Анализ выявленных опасных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	<p>Объекты газонефтепроводного транспорта, имеют опасные и вредные факторы и относятся к категории повышенной опасности:</p> <p>1.1 Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – климатические условия; – превышение уровня шума; – превышение уровня вибрации; – недостаточная освещённость

	<p>рабочей зоны;</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; – повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными. <p>1.2 Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – оборудование, работающее под давлением; – взрывоопасность и пожароопасность; – повышенный уровень статического электричества (электробезопасность).
3. Экологическая безопасность:	<p>Обслуживание и эксплуатация оборудования для ОРЭ сопровождается:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнением атмосферного воздуха; – нарушением гидрогеологического режима; – повреждением почвенно-растительного покрова; – уничтожением лесных массивов.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть в результате аварии с повреждением подземного и надземного оборудования, аварии с разливом нефти и нефтепродуктов.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-266в2	Гареев Замир Загитович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Совершенствование одновременно-раздельной эксплуатации пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождения» рассматривается рабочее место оператора по добыче нефти и газа (оператор ДНГ), расположенное в полевых условиях. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, включающих производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Режим работы оператора по добыче нефти и газа определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности.

Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя.

Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального, иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями.

Выделяют два типа вахт:

1) вахты первого типа (ближние) предполагают перемещения в пределах одной природно-климатической зоны в границах одного-двухчасовых поясов. Вахтовые бригады, проживающие в базовых поселках районов, доставляются наземным и воздушным транспортом к промышленным объектам, где они отработывают 8÷12 часовую смену и возвращаются обратно на отдых;

2) вахты второго типа (экспедиционные) связаны с челночными перемещениями бригад специалистов из других районов страны (до 3 тыс. км и более).

Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12–30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха.

Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных.

Оператор должен быть ознакомлен с Правилами внутреннего трудового распорядка и графиками сменности, под роспись, и соблюдать режим труда и отдыха.

Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляется в зависимости от предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе, установленных для субъекта Российской Федерации. На объектах

нефтедобычи запрещено суточное нахождение операторов по добыче нефти и газа на рабочих местах.

Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

Оборудование и оснащение рабочего места, на котором находится оператор, должно быть безопасным, обеспечивать охрану здоровья и способствовать работоспособности персонала.

Работники опасных производственных объектов должны быть обеспечены сертифицированными средствами индивидуальной защиты, смывающими и обезвреживающими средствами. Специальная одежда, специальная обувь, другие средства индивидуальной защиты выдаются работникам нефтяной и газовой промышленности в установленном порядке.

Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов.

5.2 Производственная безопасность

Основные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Опасные и вредные производственные факторы, возникающие при использовании установки для ОРЭ

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
	Физические		
Эксплуатация скважины, оборудованной	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.2.062-81 [1] ГОСТ 12.1.004-91 [2] ГОСТ 12.2.003-91 [3] СанПиН 2.2.4.548-96 [9] СНиП 2.04.05.86 [10]

Превышение уровней шума	Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ [7] ГОСТ 12.1.003-2014 [11] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [12]
Превышение уровней вибрации	Пожаро-взрывобезопасность на рабочем месте	НПБ 105-03 [5] ППБ 01-2003 [6] СНиП 21-01-02-85 [8] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [13] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [14]
Недостаточная освещенность рабочей зоны	Электробезопасность	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [15] СП 52.13330.2011 [16] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [4]
Химические		
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [17]
Биологические		
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися		ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ [18]

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим вредные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации скважины, оборудовано установкой для ОРЭ, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов [27].

Отклонение показателей микроклимата рабочей зоны и на открытом воздухе

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из

температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов.

Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ.

Работа оператора ДНГ относится к категории работ Пб. Микроклиматические условия для данной категории работ приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, Т	Температура поверхностей, Т	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Пб (233:290)	17:19	16:20	60:40	0,2
Теплый	Пб (233:290)	19:21	18:22	60:40	0,2

При эквивалентной температуре наружного воздуха ниже -25°C , работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, ежечасно должен быть обеспечен обогрев в помещении, где необходимо поддерживать температуру около $+25^{\circ}\text{C}$. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ Х) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из

пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [28].

В жаркую погоду для перерывов работники обеспечиваются коллективными средствами защиты (укрытия от солнечной радиации) – стационарными (передвижные вагончики, тенты) и временными (навесы, зонты, пологи). В зависимости от места производства работ могут использоваться тенеобразующие объекты – сооружения, лесополосы, природно-ландшафтные объекты.

Превышение уровня шума

Шум вредно отражается на здоровье и работоспособности, поражая в первую очередь центральную нервную и сердечно-сосудистые системы человека, затем органы слуха и внутренние органы.

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА.

Защиту обслуживающего персонала от воздействия шума осуществляют следующими способами:

- удалением источника шума на расстояние, при котором уровень звукового давления не превышает допустимых норм;
- изоляцией источника вибраций и шума;
- применением специальных диффузоров и глушителей.
- К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:
- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);
- использование средств звукопоглощения.

Индивидуальная защита работающих от шума обеспечивается применением рациональных средств индивидуальной защиты, средств защиты органов слуха. К средствам индивидуальной защиты относятся противошумы. Независимо от конструкции противошумы ослабляют акустическую энергию, передаваемую внутреннему уху. По конструкции противошумы подразделяются на вкладыши, наушники, шлемофоны [29].

Превышение уровня вибраций

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

- применением вибробезопасного оборудования и инструмента;
- применением средств виброзащиты, снижающих воздействие вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;
- организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение. Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

При нарушении герметичности запорной арматуры, трубопроводов происходят утечки газа, конденсата, нефти. Основной задачей оперативного персонала является своевременное обнаружение места порыва и принятие незамедлительных мер по локализации и отключению поврежденных участков.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м³;
- конденсат - легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м³.
- ПДК сероводорода в присутствии углеводородов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-й класс опасности);

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводородов (УВ), тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. Первыми признаками отравления парообразными УВ является недомогание и головокружение. Летальный исход может наступить от паралича дыхания при явлениях нарастающей сердечной слабости. УВ могут привести к хроническим отравлениям.

Бензины, бензолы, являясь сильными растворителями, попадая на кожу, обезжиривают ее покров; при частом повторении это может привести к кожным заболеваниям (сухость кожи, появление трещин, раздражений). Особенно опасно попадание нефтепродуктов на слизистые оболочки рта, глаз.

При соблюдении санитарной профилактики никаких кожных заболеваний при обращении с нефтепродуктами не наблюдается.

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м³, бензина (в виде паров) – 100 мг/м³, керосина (в виде паров) 300 мг/м³.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливают костюмы мужские по ГОСТ 12.4.111-82 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» и костюмы женские по ГОСТ 12.4.112-82 «ССБТ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов.

Технические условия» двух типов.

Костюмы типа А предназначены для защиты от нефтепродуктов, костюмы типа Б – для защиты от сырой нефти, продуктов легких и тяжелых фракций нефти, масел и жиров. Костюмы типа А целиком изготавливают из тканевых материалов, костюмы типа Б – из тканевых материалов и материалов с пленочным покрытием.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

На месторождениях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т. д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от их нападения и укусов: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при эксплуатации

газораспределительной станции, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Движущиеся части производственного оборудования, которые являются потенциальными источниками травм, необходимо ограждать или располагать так, чтобы исключить возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы.

Применяемые на производстве средства защиты по принципу действия можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием, специальные.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Безопасность работы сосудов под давлением. К взрыву могут привести также нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть:

- внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности);
- нарушение технологического режима;

- конструкторские ошибки;
- изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах;
- ошибки обслуживающего персонала.

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;
- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;
- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т. д.).

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы.

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости.

Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара.

Таблица 15 – Пределы взрываемости определенных веществ

Вещества	Нижний предел взрываемости, %	Верхний предел взрываемости, %
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	от 0,76 до 1,48	от 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0
Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите. Для определения автоматической системой подачи сигнала наличия в производственных помещениях (компрессорных, насосных и др.) взрывоопасных газов и паров применяют сигнализаторы СВК-3М1, СГП- 1ХЛ4 и др.

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются:

- нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат);
- неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей;
- разряды статического электричества и грозовые разряды;
- несоблюдение правил пожарной безопасности обслуживающим персоналом;
- самовозгорание горючих веществ.

Для взрывоопасных технологических процессов должны предусматриваться автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и других аварийных ситуаций при отклонении предельно допустимых параметров во всех режимах работы, обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние [30].

Электробезопасность

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредных и опасных действий электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов, протекающих через его тело при нормальном (неаварийном) и аварийном режимах работы электроустановок.

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током:

- монтаж и ремонт электроустановок под напряжением;
- поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей;

- случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением;
- неисправность или отказ средств индивидуальной защиты.
- к СИЗ от поражения электрическим током относят:

Заземление. Защитное заземление применяется в трехфазных трехпроводных сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и выше 1000 В с любым режимом нейтрали. В качестве искусственных элементов заземлителя используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на $1,2 \div 1,5$ м.

Зануление. Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом.

Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие штанги, коврики, подставки и др.). По своему назначению они делятся на основные и дополнительные. К основным защитным средствам в электроустановках напряжением до 1000 В относятся: диэлектрические резиновые перчатки, монтерский инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения до 1000 В. В электроустановках напряжением выше 1000 В применяются: изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения выше 1000 В.

К дополнительным защитным средствам в электроустановках, работающих под напряжением до 1000 В, относятся: диэлектрические галоши, коврики, подставки, а в электроустановках напряжением свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты, коврики, основания.

5.5 Экологическая безопасность

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004.

В таблице 16 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 16 - Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин; выделение отработанных газов транспортными средствами	Поддержание в исправности оборудование, своевременное проведение ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений
Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственным и отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

Чтобы уменьшить и предупредить влияние вредного антропогенного фактора необходимо выполнить следующее: провести инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-

эпидемиологической службы, ознакомить его с особым режимом деятельности в водоохранных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации при обслуживании скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть:

- при авариях с повреждением подземного и надземного оборудования, сооружений, конструкций;
- при авариях с разливом нефти и нефтепродуктов;
- при возникновении пожара, взрыва на территории, прилегающей к скважине (на кустовой площадке).

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов по пожарной охране и промышленной санитарии;
- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;
- своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала.

В целях предупреждения возникновения аварий и чрезвычайных ситуаций снижения их возможных последствий на основных объектах месторождения выполняются работы по капитальному ремонту нефтепромысловых объектов.

Кустовая площадка должна быть оснащена средствами пожаротушения, в том числе противопожарным инвентарём.

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий, должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Организационно-технические мероприятия предусматривают создание системы непрерывного мониторинга состояния опасных производственных объектов и окружающей среды, выявления возможных источников чрезвычайных ситуаций, а также выполнения мероприятий, которые направлены на предупреждение возникновения аварий на этих объектах.

Различные аварии и несчастные случаи часто происходят вследствие незнания ими производственных инструкций, норм и правил по охране труда и промышленной безопасности, поэтому необходимо проведение вводных, первичных, повторных, внеплановых и целевых инструктажей по охране труда.

Возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 17.

Таблица 17 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, оборудованной установкой для ОРЭ

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	4	5
Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование боновых ограждений, дамб
Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на выполненном обзоре существующих технологий и схем ОРЭ, подчеркивается, что за последние годы интерес к данному виду технологий увеличивается. Разрабатываются новые виды схем и установок, экспериментальные технологии активно тестируются и внедряются на месторождениях всех крупных нефтяных компаний по всей России.

Наибольший экономический эффект от ОРЭ достигается, когда планирование внедрения данной технологии закладывается на стадии обоснования проектных документов на разработку месторождения, так как позволяет экономить значительные средства на бурение скважин. Однако большинство нефтяных месторождений России находятся в достаточно долгой разработке, и в целях поддержания уровней добычи нефти. и ранее, и в настоящее время вскрываются и совместно разрабатываются пласты с разными ФЕС, содержащие нефть разной категории, имеющие коллекторы разных типов, а также пласты с разными условиями залегания. Такое приобщение пластов часто бывает вынужденным и приводит к снижению коэффициента извлечения нефти. по каждому пласту. Примеров совместной эксплуатации пластов с сильно отличающимися коллекторскими характеристиками и свойствами насыщающих флюидов можно привести множество. Одним из вариантов полноценной, экономически целесообразной выработки запасов таких пластов единой сеткой скважин является применение технологий ОРЭ. При планировании внедрения установок ОРЭ в скважинах, уже разрабатывающих совместно многопластовый объект, необходимо формирование критериев отбора скважин-кандидатов под определенную технологию, причем для каждого месторождения критерии изменчивы в зависимости от желаемого результата и применимости той или иной технологической схемы. Подбор технологических схем ОРЭ также является индивидуальной для каждого месторождения задачей, поскольку их необходимо интегрировать в существующую систему добычи и закачки, а

также спрогнозировать перспективность, целесообразность и эффективность применения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела/ - 2016г. - 371-379с.
2. Акульшин В.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. - 404-406с.
3. Коршак А.А. Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела - 143-144с.
4. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. - 1990г. - 359-364с.
5. Саханов Р.Н. ОРЭ двух пластов с контролем депрессии. Нефтегазовая Вертикаль - 2011г. - №11
6. Щербаченя А.С. Анализ технологии одновременно - раздельной эксплуатации скважин. - 2019г.
7. Николаев О. С., Татаринцев А. А., Климань С.В. 7) Практика и перспективы применения компоновок. Инженерная практика. - 2013г. - №2
8. Блажко А.Н. 8) Обзор внедрения технологии одновременно - раздельной эксплуатации скважин. - 2012. - 299-302с.
9. Леонов И.В. 9) Повышение эффективности технологии одновременно-раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (на примере месторождений Западной Сибири). - 2017г.
10. Насосная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в скважине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/242/2427705.html> (дата обращения: 05.05.2021)
11. Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/246/2469181.html> (дата обращения: 05.05.2021)
12. Насосная установка для одновременной раздельной эксплуатации двух пластов в скважине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/229/2291953.html> (дата обращения: 05.05.2021)

13. Установка для одновременно раздельной эксплуатации двух пластов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://i.moscow/patents/RU2221136C1_20040110 (дата обращения: 05.05.2021)

14. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37562407> (дата обращения: 05.05.2021)

15. Набиуллин Р.Р. Одновременная раздельная эксплуатация на месторождениях западной сибери. - 2014г.

16. Абдулин И.К., Абдуллин А.Ф., Шляпчинский А.В., Розбаев Д.А. Одновременно-раздельная добыча и закачка. перспективы развития. // Нефтепромысловое дело. – 2021г.

17. Лушпеев В.А.; Кочетков Л.М.; Бастриков С.Н.; Федоров В.Н. 17) Технология исследования многопластовых объектов, оборудованных системой одновременно-раздельной эксплуатации. // Территория нефтегаз. – 2016г.

18. Полищук С.Е., Дягилев В.Ф., Леонтьев С.А. Пример реализации одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) скважин на Тевлинско - Русскинском месторождении. – 2016г.

19. Латыпов А.Р., Никишов В.И., Сливка П.И., Слабецкий АА. Технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин при совместной эксплуатации пластов Приобского месторождения. // Нефтегазовое дело. - 2008г.

20. В.Е. Тесовский. Одновременно-раздельная эксплуатация с применением электроуправляемого клапана на Ватъеганском месторождении ООО «Лукойл – Западная Сибирь» «Нефтегазовое дело» 2016г.

21. Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз»). // Нефтегазовое дело. - 2014г.

22. Способ проведения подземного ремонта скважины для смены погружного оборудования и исключения влияния раствора глушения на

продуктивный пласт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/262/2623750.html> (дата обращения: 07.05.2021)

23. Способ отсечения пласта для проведения подземного ремонта без глушения скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://findpatent.ru/patent/253/2531011.html> (дата обращения: 07.05.2021).

24. Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, Вестник ЦКР №1, Москва, 2007 г.

25. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, Москва, 2000 г.

26. 26) Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение - 2014г.

27. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности: Учебник для техникумов. - М.: Недра. 1987. – 247 с.

28. Булатов Н.А. Охрана окружающей среды. М.: Недра, 1990.

29. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

30. ГОСТ 12.1.004–91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01. 07. 92).

31. ГОСТ 12.1.019 -79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

32. ГОСТ 12.1.006–84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.